Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Metodologia de projecto de sistemas de produção de electricidade descentralizada baseados em Energia Hídrica

João Pedro do Couto Pinto da Rocha

Tese submetida no âmbito do

Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Major de Energia

Orientador: António Carlos Sepúlveda Machado e Moura (Professor Catedrático)

Porto, Julho de 2008

Resumo

O presente documento tem como principal objectivo efectuar uma abordagem aos variados aspectos que integram um projecto de implementação de um aproveitamento hídrico de pequena dimensão e constituir um manual de consulta, sendo que este se encontra referenciado à data da elaboração do documento.

No entanto, com o intuito de efectuar uma abordagem inovadora, considerou-se a temática da recuperação de energia hidráulica dissipada nas redes de abastecimento de água, em alta.

Após uma análise das questões técnicas e económicas relacionadas, desenvolveu-se uma aplicação em Excel que visa o cálculo do potencial hidroeléctrico e da viabilidade económica para sistemas dissipadores de energia compostos por reservatórios e condutas adutoras.

A importância dos estudos de pré-viabilidade, é uma mais-valia para um agente decisão. Com a informação retornada pela aplicação, torna possível obter com rapidez e alguma margem de erro aceitável, decidir se deve ou não investir no projecto em análise.

Com o intuito de validação da aplicação e de efectuar uma avaliação de cenários de investimento, consideram-se 3 casos de estudo.

No primeiro caso em análise, generalizam-se cenários de investimento, de modo a poderem ser tiradas algumas ilações acerca de que tipos de situações são susceptíveis de possuírem viabilidade económica.

No segundo caso, estipulando-se um cenário, explicam-se as considerações a ter na escolha de um grupo gerador, de modo a que, a partir deste, o projecto a implementar seja o mais rentável.

O terceiro caso de análise, refere-se a uma análise técnica e económica relativa à instalação de um grupo gerador, à entrada de um reservatório, pertencente ao sistema de abastecimento em alta, de uma rede de águas, gerida pela empresa Águas de Gaia, EM.

Abstract

This document has as main goal to create an approach to the several aspects that constitute and integrate a small hydro power scheme.

This was organized in order to constitute a consultation manual referenced to the time of the document drafting

In order to make an innovative approach, it was considered the issue of recovering hydraulic power dissipated on the high water supply networks. After analyzing technical issues and economic implications, a software application for Excel, was developed, aiming the calculation of hydroelectric potential and economic viability for dissipating energy devices, on systems consisting about tanks and pipelines.

The importance of the pre-feasibility studies is an added value for an official decision. With the information returned by the application, makes it possible to obtain a quickly and with an acceptable margin of error, decision whether to invest on the project under review.

In order to validate the application assess scenarios of investment, the 3 case studies were considered.

The first case relates about generalizing scenarios for investment, so conclusions can be drawn on what types of situations are likely to have economic viability.

On the second case, assuming a specific scenario, considerations on choosing a generator group, in order to implement the most profitable one, are explained.

The third case study refers to a technical and economic analysis, about on an installation of a generator group, on a tank entrance, belonging to the water supply system network water, managed by the company Águas de Gaia, EM.

Agradecimentos

Acima de toda a gente quero agradecer à minha Família – Pai, Mãe, Irmão, Avô, Avó, Tios, Tias e Primas – pelo amor demonstrado e por sempre acreditarem nas minhas capacidades.

Aos meus amigos, pelos bons momentos passados e por toda a ajuda e confiança demonstrada.

Ao Piu e ao Fox, que se revelaram grandes amigos e grandes companheiros neste ultimo desafio a que fomos sujeitos.

Ao Adriano Oliveira, pela ajuda imprescindível que me prestou.

Ao Sr. Professor António Machado e Moura, pela orientação do projecto, pela confiança demonstrada e pelo exemplo de pessoa respeitável que é.

Ao Sr. Professor Francisco Piqueiro, por todo o interesse demonstrado no projecto e por toda a ajuda e tempo disponibilizado.

Ao Sr. Eng. Jorge Matos pela coordenação, ideias providenciadas e disponibilidade de aceitar o estágio na sua empresa.

Aos Srs. Engs. Francisco Dias e Paulo Rodrigues, pela atenção disponibilizada e pela informação técnica fornecida.

Ao Sr. Eng. João Gomes por todo o interesse e ajuda disponibilizada.

Índice

Lista de Figuras

Lista de Tabelas

Abreviaturas e Símbolos

APREN - Associação Portuguesa de Energias Renováveis

BEP – Best Efficiency Point

BT – Bomba como turbina

Cavitação – É o nome que se dá ao fenómeno de vaporização de um líquido pela redução da pressão, durante seu movimento.

CMH - Central Mini Hídrica

IGT - Inspecção-Geral do Ambiente e do Ordenamento do Território

IPC - Índice de Preços no Consumidor

IR - Índice de Rentabilidade

NPA - Nível de Pleno Armazenamento

PAT – "Pumps as Turbines" – Bombas como turbinas

PRC - Período de Recuperação de Capital

PRE - Produção em Regime Especial

SEN – Sistema Eléctrico Nacional

SENV – Sistema Eléctrico Não Vinculado

UNIPEDE - União Internacional dos Produtores e Distribuidores de Energia Eléctrica

1 Introdução

1.1 Enquadramento

A presente dissertação insere-se nos projectos de fim de curso para obtenção do grau de mestre integrado em engenharia electrotécnica e computadores, ramo sistemas de energia, na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, elaborada durante um período de 4 meses.

O presente trabalho pretende realizar uma abordagem geral aos aproveitamentos hídricos de pequena dimensão. Contudo, atendendo à importância associada ao desenvolvimento de novos sistemas de aproveitamento de energia, considerou-se a análise à recuperação de energia hidráulica dissipada em sistemas adutores ou de distribuição de água nas redes de abastecimentos de águas públicas.

Tal situação foi considerada, visto que os sistemas adutores e / ou de distribuição de água, com excesso de energia ou carga hidráulica, necessitam do controlo da pressão através de estruturas ou órgãos hidráulicos dissipadores que provoquem o abaixamento da linha piezométrica.

Apesar de ser tecnicamente viável a implementação de grupos geradores nas condutas de adução, esta situação só se torna interessante se se apresentar economicamente viável.

Surge então a necessidade da existência de estudos de pré-viabilidade de investimento. Este tipo de estudo permite a um agente de decisão obter uma janela de orientação acerca do comportamento dum projecto durante o seu período de vida útil.

1.2 Objectivos

O presente trabalho tem como principal objectivo efectuar uma abordagem aos variados aspectos que constituem um projecto de implementação de um aproveitamento hídrico de pequena dimensão e constituir um manual de consulta, sendo que este se encontra referenciado à data da elaboração do documento.

No entanto, com o intuito de uma abordagem inovadora, considera-se a temática da recuperação de energia hidráulica dissipada em sistemas adutores e / ou de distribuição de água.

Após uma análise das questões técnicas e económicas relacionadas, pretende-se desenvolver uma aplicação em Excel que vise o cálculo do potencial hidroeléctrico e viabilidade económica para sistemas dissipadores de energia compostos por reservatórios e condutas adutoras.

A importância dos estudos de pré-viabilidade, mostra-se uma mais-valia para um agente decisão. Com a informação retornada pela aplicação, torna possível obter com rapidez e alguma margem de erro aceitável, decidir se deve ou não investir no projecto em análise.

Com o intuito de validação da aplicação e de efectuar uma avaliação de cenários de investimento, considera-se a análise de 3 casos de estudo.

No primeiro caso em análise, generalizam-se cenários de investimento, de modo a poderem ser tiradas algumas ilações acerca de que tipos de situações são susceptíveis de possuírem viabilidade económica.

No segundo caso, estipulando-se um cenário, explicam-se as considerações a ter na escolha de um grupo gerador, de modo a que, a partir deste, o projecto a implementar seja o mais rentável.

O terceiro caso de análise, refere-se a uma análise técnica e económica relativa à instalação de um grupo gerador, à entrada de um reservatório, pertencente ao sistema de abastecimento em alta, de uma rede de águas, gerida pela empresa Águas de Gaia, EM.

1.3 Estrutura da dissertação

O presente documento encontra-se dividido em 10 capítulos, com correspondentes subcapítulos.

No **capítulo 2** efectua-se um enquadramento acerca da situação energética na Europa, com especial enfoque para a energia eléctrica e qual o seu estado em Portugal.

Analisa-se também a situação hidroeléctrica em Portugal e legislação associada, de modo a criar um cenário acerca dos aspectos legislativos que regem este tipo de produção de electricidade.

Por fim, faz-se uma abordagem aos aspectos gerais que estão inerentes às centrais hídricas de pequena dimensão e quais os impactos ambientais associados.

No **capítulo 3** é feita uma descrição acerca dos diversos tipos de aproveitamentos hídricos de pequena dimensão e da nomenclatura associada.

Abordam-se também os geradores passíveis de serem usados, sendo feita uma descrição acerca dos tipos existentes e características de funcionamento.

O **capítulo 4** é referente às turbomáquinas hidráulicas. Este tema deveria ser abordado no capítulo anterior, visto que também correspondem a aspectos tecnológicos dos aproveitamentos hidroeléctricos. No entanto, devido à sua extrema relevância neste tipo de aproveitamentos, é dedicado um capítulo exclusivo para a sua análise.

Efectua-se uma distinção acerca dos diversos tipos existentes, sua exemplificação de aplicação e análise de regimes de funcionamento e rendimento.

No **capítulo 5** é feita uma abordagem ao potencial energético existente nos sistemas de abastecimento de abastecimento de águas e de drenagem. Descrevem-se conceitos importantes para a compreensão dos parâmetros que regem este tipo de sistemas.

No **capítulo 6** explica-se como avaliar tanto o potencial hidráulico como eléctrico, para vários tipos de sistemas hídricos.

No **capítulo 7** explicam-se os conceitos relativos à matemática financeira e contabilística, necessários para a compreensão, análise e avaliação de projectos de investimento.

No **capítulo 8** é descrita a arquitectura da aplicação informática desenvolvida. São explicados os métodos de cálculo e pressupostos assumidos.

No **capítulo 9** é feita a descrição e análise detalhada dos resultados dos casos de estudo considerados.

No **capítulo 10** são tiradas conclusões acerca do trabalho realizado e revelam-se quais os trabalhos futuros a ter em consideração.

2 Produção dispersa de energia

Neste capítulo pretende-se efectuar o enquadramento acerca da situação energética na Europa, com especial enfoque para a energia eléctrica e qual o seu estado em Portugal.

Analisa-se também a situação hidroeléctrica no País e respectiva legislação associada, de modo a criar um cenário acerca dos aspectos legais que regulamentam este tipo de produção de electricidade.

Finalmente é feita uma abordagem aos aspectos gerais que estão inerentes às centrais hídricas de pequena dimensão e quais os impactos ambientais associados.

2.1 Enquadramento e tecnologias

De acordo com o Livro Verde –" *Towards a European strategy for the security of energy supply*" (2001) [1] , a União Europeia está a ficar cada vez mais dependente dos seus fornecedores de energia, cuja quota se estima que crescerá dos actuais 50% para 70% nos próximos 20, 30 anos.

A segurança do abastecimento energético não visa a auto-suficiência ou minimizar a dependência, mas sim reduzir os riscos associados a essa dependência.

O Conselho Mundial da Energia prevê que, até 2050, a "mistura" energética será composta a partir de pelo menos, oito fontes de energia (Carvão, Petróleo, Gás, Energia Nuclear, Hidroeléctrica, Biomassa, Eólica e Solar) sem que nenhuma exceda uma quota de 30% do mercado. Em solução a estes aspectos, está agora a ser dispendido um considerável esforço no desenvolvimento de sistemas energéticos sustentáveis, o qual traz consigo uma reorganização da rede eléctrica tanto a nível tecnológico como em termos de mercado.

Para responder a este desafio, uma complexa reorganização da indústria da energia eléctrica já se iniciou na Europa, incentivando a concorrência dos vários sectores de mercado, produção,

transporte e distribuição. A produção dispersa de energia eléctrica irá então desempenhar um papel fundamental neste conceito.

Abrangendo um vasto leque de tecnologias, incluindo muitas renováveis, produzir-se-ão modestos valores de potência em locais perto de centros de consumo.

A produção local minimiza perdas de transporte, bem como custos associados de transmissão e distribuição, sendo que estes representam uma parte significativa (acima de 30%) do custo total de electricidade.

Com o aumento da procura de energia eléctrica e de melhor qualidade, a produção dispersa pode proporcionar alternativas fiáveis e economicamente viáveis para residências e empresas. Pode também oferecer aos clientes continuidade e fiabilidade do fornecimento, quando a falta de electricidade ocorre em casa ou na vizinhança, devido à possibilidade de restabelecimento em um curto espaço de tempo. [2]

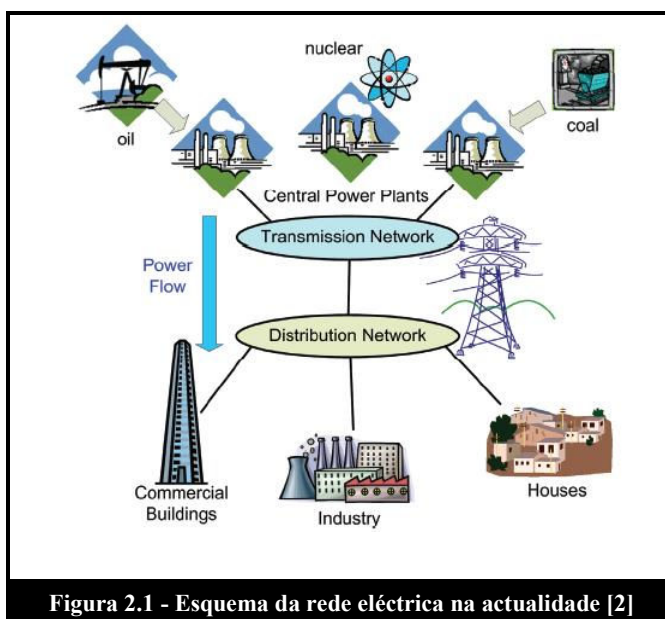
Na Tabela 2.1 é possível visualizar as tecnologias associadas à produção dispersa de energia eléctrica, assim como a sua gama de potências, custos associados e remunerações.

Tabela 2.1 - Tecnologias associadas à produção dispersa [3]

Tecnologia	Capacidade	Custos por potência instalada (€/KW)	Remuneração
Mini-hídrica	Dezenas de kW a 10 MW	<1000 *€ / KW*	
Produção eólica	Dezenas de kW até 2.5 MW	*900 a 1100 € / kW*	*3 a 5c €/kWh em 2010, 2,5 c €/kWh em 2020*
Fotovoltaica	Tipicamente <10 KW	*6000 €/ KW*	*15 c € / kWh em 2010*
Cogeração	Dezenas de kW a dezenas de MW		
Micro-turbinas	*De 25 KW a 500 KW*	500-1000 €/ KW	
Células de combustível	5 a 10 KW (doméstica) alguns MW na indústria como cogeração	800-1300 € / KW	
Geotérmica			*5 a 7 c €/ kWh em 2010*
Biomassa (queima de resíduos, briquetes de madeira, etc.)			*7 c €/ kWh em 2010*
Termosolar			*6 c €/ kWh em 2010*
Híbridos (Diesel / Eólico, Diesel / Eólico FV, Biogás / eólico, Hídrico/FV)			

2.2 Rede eléctrica: O presente e o futuro

Hoje, a rede eléctrica é o resultado do desenvolvimento tecnológico e institucional efectuado ao longo de muitos anos, com a maioria da electricidade produzida em grandes centrais eléctricas e transportada através sistemas de transporte em alta tensão como mostra a Figura 2.1.

Figura 2.1 - Esquema da rede eléctrica na actualidade [2]

A energia é então fornecida por meio de uma infra-estrutura passiva até aos consumidores, através da rede de distribuição em média e baixa tensão, sendo que, o fluxo de potência se dá, essencialmente em um sentido: das centrais eléctricas para os consumidores.

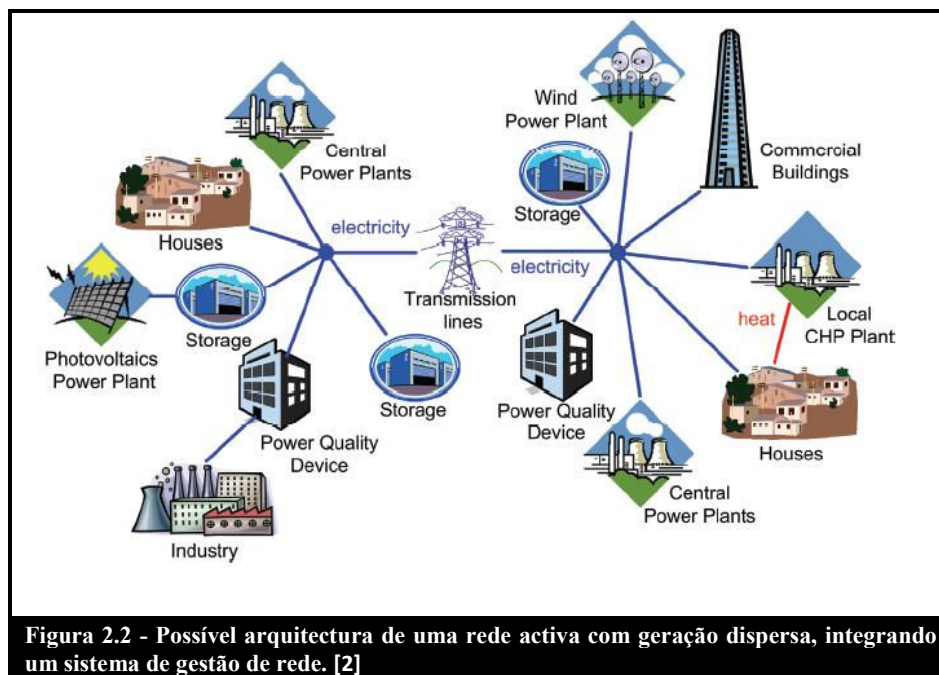
Normalmente, tal disposição para uma rede eléctrica conduz a um monopólio do fornecedor nacional ou regional agindo tanto a nível da transmissão como da distribuição.

Dado que a maioria dos países europeus já começaram a liberalizar o mercado da electricidade, este monopólio tenderá a desaparecer.

A fim de se permitir que o mercado da electricidade possua operadores de redes de transporte, bem como operadores de redes de distribuição, terá de operar na rede eléctrica transparência e indiscriminação sob a vigilância de um regulador.

Este cenário requer um aumento da penetração das fontes de energia renováveis ou outros tipos de produção dispersa, assim como um papel activo dos operadores da rede de distribuição no controle da estabilidade da rede e na optimização da energia inserida na rede, tanto a nível central como disperso [2].

Um possível esquema futuro da rede eléctrica é apresentado na Figura 2.2

Figura 2.2 - Possível arquitectura de uma rede activa com geração dispersa, integrando um sistema de gestão de rede. [2]

2.3 Situação energética em Portugal

Comparativamente com a União europeia, a situação energética em Portugal, é ainda mais preocupante, dado que por volta dos últimos 10 anos o país aumentou o consumo de energia em 35%, à taxa de 4,5% ao ano e tem sido um dos países mais dependentes de energia da UE25, importando cerca de 90% das respectivas necessidades energéticas e duplicou o consumo de electricidade, à taxa de 6,3% ao ano. [4]

Consultando informação (Figura 2.3 e Figura 2.4) disponibilizada pela APREN, Associação Portuguesa de Energias Renováveis, é possível analisar a evolução do consumo diferenciado por tipo de produtor. Em termos globais verifica-se um aumento da representatividade da produção em Regime Especial, essencialmente de origem renovável, e do saldo importador no consumo do Sistema Eléctrico Nacional. Paralelamente verifica-se uma diminuição do peso da Produção em Regime Ordinário. [5]

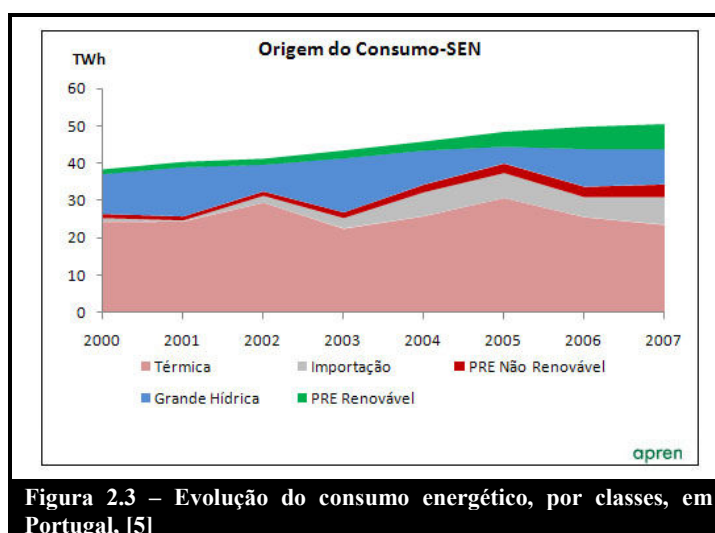



Figura 2.3 – Evolução do consumo energético, por classes, em Portugal, [5]

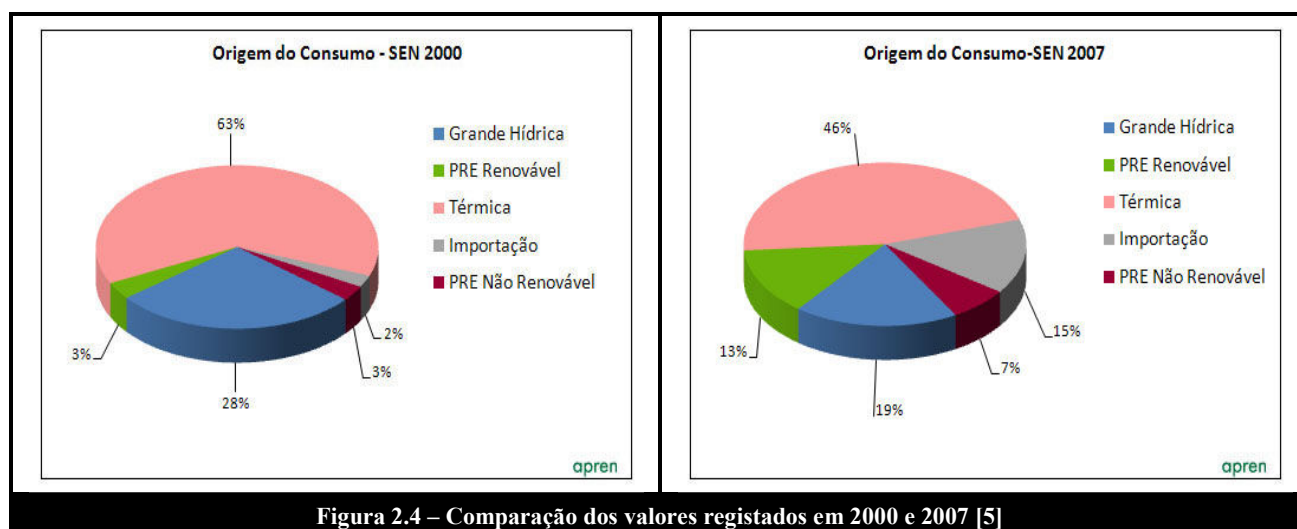



Figura 2.4 – Comparação dos valores registados em 2000 e 2007 [5]

Sabendo da importância da promoção da electricidade produzida a partir de fontes de energia renovável, o Parlamento Europeu e o Conselho da União Europeia adoptaram a Directiva 2001/77/CE que estabelece o aumento para 12% da quota do consumo interno bruto de energia de origem renovável, no conjunto dos países da Comunidade Europeia, bem como o aumento para 22,1% da quota de electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis, até 2010.

Segundo esta directiva, é necessário exigir aos Estados-Membros que estabeleçam metas indicativas nacionais para o consumo de electricidade a partir de fontes de energia renováveis, de modo a assegurar a médio prazo uma maior penetração das mesmas no mercado de electricidade.

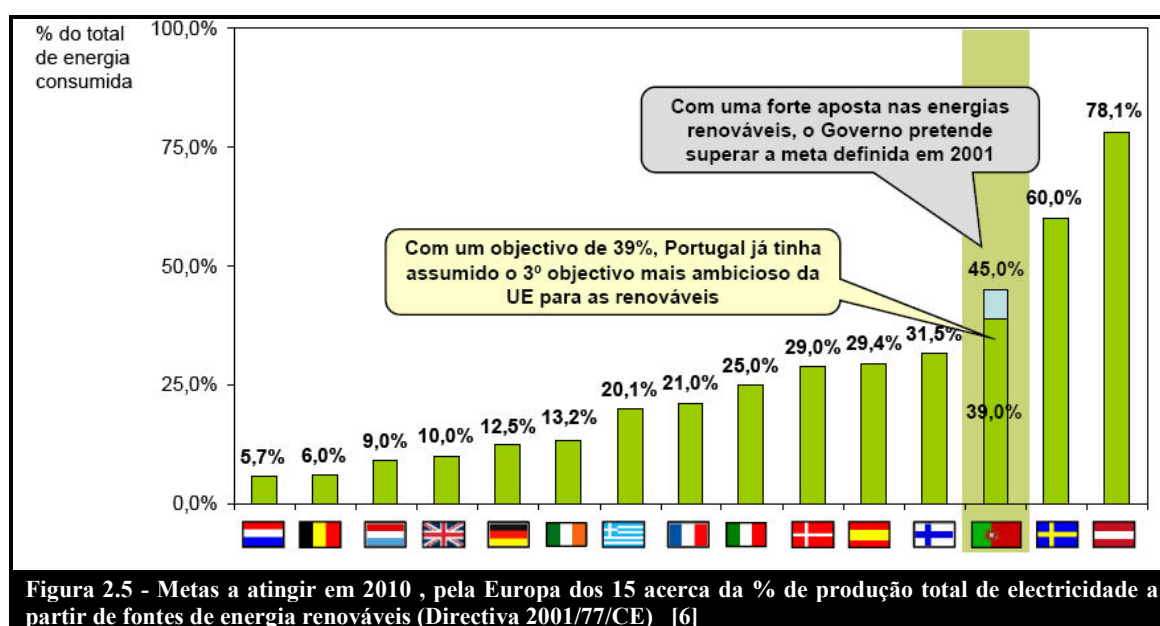
Relativamente a Portugal, a meta é de 39%. A Resolução do Conselho de Ministros 63/2001 definiu as metas para Portugal, descritas na Tabela 2.2

.

Tabela 2.2 - Potência instalada de acordo com o tipo de tecnologia [3]

Tipo de Energia	Potência instalada em 2001	Potência instalada em 2006	Potência instalada em 2010
Eólica	101 MW	1699 MW	3750 MW
Mini-Hidrica	256 MW	318 MW	400 MW
Biomassa	10 MW	487 MW	150 MW
Biogás	1 MW	----------	50 MW
RSU	66 MW	----------	130 MW
Ondas	0 MW	----------	50 MW
Fotovoltaica	1 MW	3,40 MW	150 MW
Hídrica	4209 MW	4550 MW	5000 MW
TOTAL	**4644 MW**	**7057 MW**	**9680 MW**

Partindo de um objectivo bastante ambicioso, o governo reforçou ainda mais a aposta na área das energias renováveis. Superar a meta de 39% definida na directiva, para 45% em 2010.

Figura 2.5 - Metas a atingir em 2010 , pela Europa dos 15 acerca da % de produção total de electricidade a partir de fontes de energia renováveis (Directiva 2001/77/CE) [6]

Existem vários instrumentos de promoção à produção de energia a partir de fontes renováveis, nomeadamente os apoios ao investimento, as tarifas de compra a preço garantido e, mais recentemente, o mercado de certificados verdes.

Os certificados verdes têm como principais objectivos financiar, controlar a integração e distribuir justamente os encargos das energias renováveis

Os principais interessados neste novo mercado são as empresas de transporte e distribuição, que verão os encargos associados distribuídos por outras entidades; os produtores de renováveis que terão um mercado específico para os seus produtos e os consumidores, que poderão optar por consumir energias limpas.

2.4 Situação energética hídrica em Portugal

Como o âmbito deste projecto enfoca os aproveitamentos hídricos de pequena dimensão, os outros tipos de produção energética deixam de ser considerados.

Existiam no final de 2001, em Portugal, 98 centrais mini-hídricas, com uma potência instalada de 256 MW, sendo 78 centrais de Produção em Regime Especial (200MW), e 20 centrais do Sistema eléctrico não vinculado (56MW) [3] .

Tabela 2.3 - Estado do país relativamente a pequenas centrais hídricas no final de 2001 [7]

Descrição	Unidades	Potência Instalada
CMH entradas em funcionamento após a publicação do dec. de lei 189/88	44	170 MW
Aproveitamentos titulados por antigas concessões	34	30 MW
Instalações do SENV (Sistema eléctrico não vinculado)	20	56 MW
Total	**98**	**256 MW**

A potência instalada em pequenas centrais hídricas teve um crescimento de 28 % entre os anos de 2000 e 2006. Apesar deste crescimento não ser tão significativo como o crescimento verificado noutras fontes renováveis, a produção hidroeléctrica em pequenas centrais hídricas continua a ocupar um papel importante na produção a partir de fontes renováveis. Em 2006 esta produção representou 2,1 % da do consumo do SEN, um valor bastante superior, em comparação com o ano de 2007, em que se registou uma percentagem de 1,4% do consumo do SEN, facto que se deveu à baixa hidraulicidade verificada [5].

Nas Figura 2.6 e Figura 2.7 é possível visualizar a evolução da produção eléctrica a partir de pequenos aproveitamentos hídricos em Portugal.

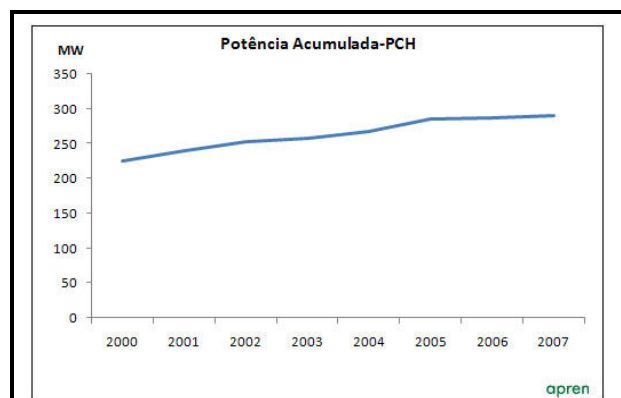



Figura 2.6 – Evolução da potência instalada referente às pequenas centrais hídricas [5]

Figura 2.7 – Evolução da produção energética e da percentagem do consumo total de energia a que os pequenos aproveitamentos hidroeléctricos dão resposta [5]

2.5 Organização legislativa

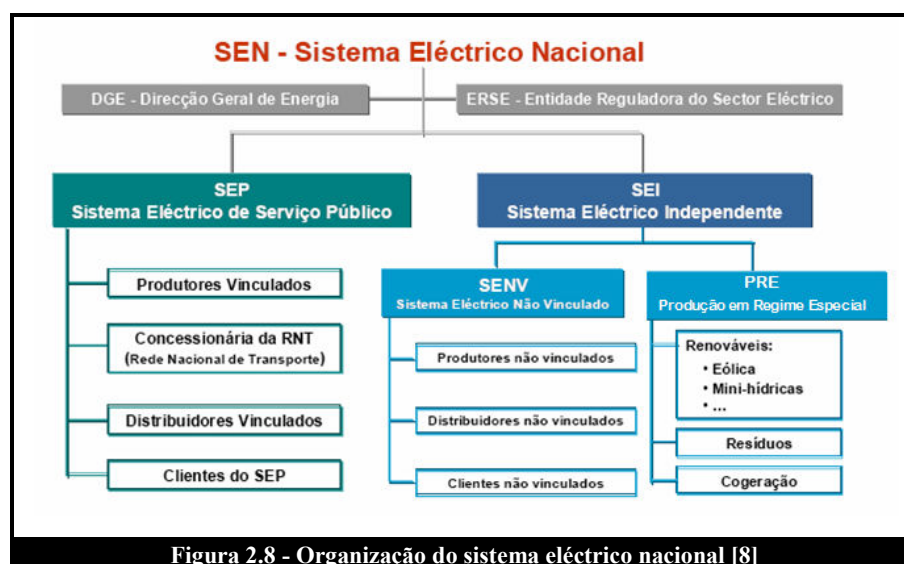
O sistema eléctrico nacional (SEN) encontra-se dividido em dois subsistemas, o Sistema eléctrico de Abastecimento Público (SEP) e o Sistema Eléctrico Independente (SEI).

O SEP tem uma função de serviço público, segundo o princípio da uniformidade tarifária no território continental. É composto por centrais vinculadas e por operadores públicos distintos para o transporte e distribuição.

O SEI compõe-se também por dois subsistemas:

• O Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV), que está estruturado segundo uma lógica de mercado. Neste subsistema, produtores não vinculados e clientes elegíveis estabelecem contratos bilaterais, estando o acesso às redes garantido na legislação.

• A Produção em Regime Especial (PRE), engloba a produção de energia eléctrica, em centrais hidroeléctricas com potência instalada até 10 MVA, em centrais que usam outros recursos renováveis e em centrais de co-geração. Este subsistema é regido por legislação específica.

Figura 2.8 - Organização do sistema eléctrico nacional [8]

A agora denominada PRE é regulada por legislação própria desde 1988, altura em que foi publicado o Estatuto do Auto-Produtor – o Decreto-Lei n.º189/88 [9].

Na sequência da publicação do pacote legislativo de 1995, que reestruturou o sistema eléctrico nacional, a produção renovável foi separada em termos legislativos da cogeração, passando a primeira a ser regida pelo Decreto-Lei n.º 313/95 [10], e a segunda pelo Decreto-Lei n.º 186/95 [11].

Em 1999, a regulamentação da produção em regime especial foi sujeita a uma revisão, através da publicação de dois diplomas legais:

• O Decreto-Lei n.º168/99 [12], que passou a reger a actividade de produção de energia eléctrica que se integra no SEI, mediante a utilização de recursos renováveis (no caso das hídricas, só se aplica a centrais com potência instalada inferior a 10MW) ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos.

• O Decreto-Lei n.º538/99 [13], que estabelece as disposições relativas à actividade de cogeração.

No final de 2001, a produção em regime especial sofreu uma nova alteração, com a publicação dos seguintes normativos:

• O Decreto-Lei n.º312/2001 [14], conhecido pelo Decreto-Lei dos pontos de ligação, que altera os procedimentos administrativos para ligação de centros produtores do SEI às redes do SEP, com o objectivo de melhorar a gestão da capacidade de recepção.

• O Decreto-Lei n.º313/2001 [15], que revê algumas disposições relativas à actividade de cogeração, no sentido de propiciar o desenvolvimento de novas instalações.

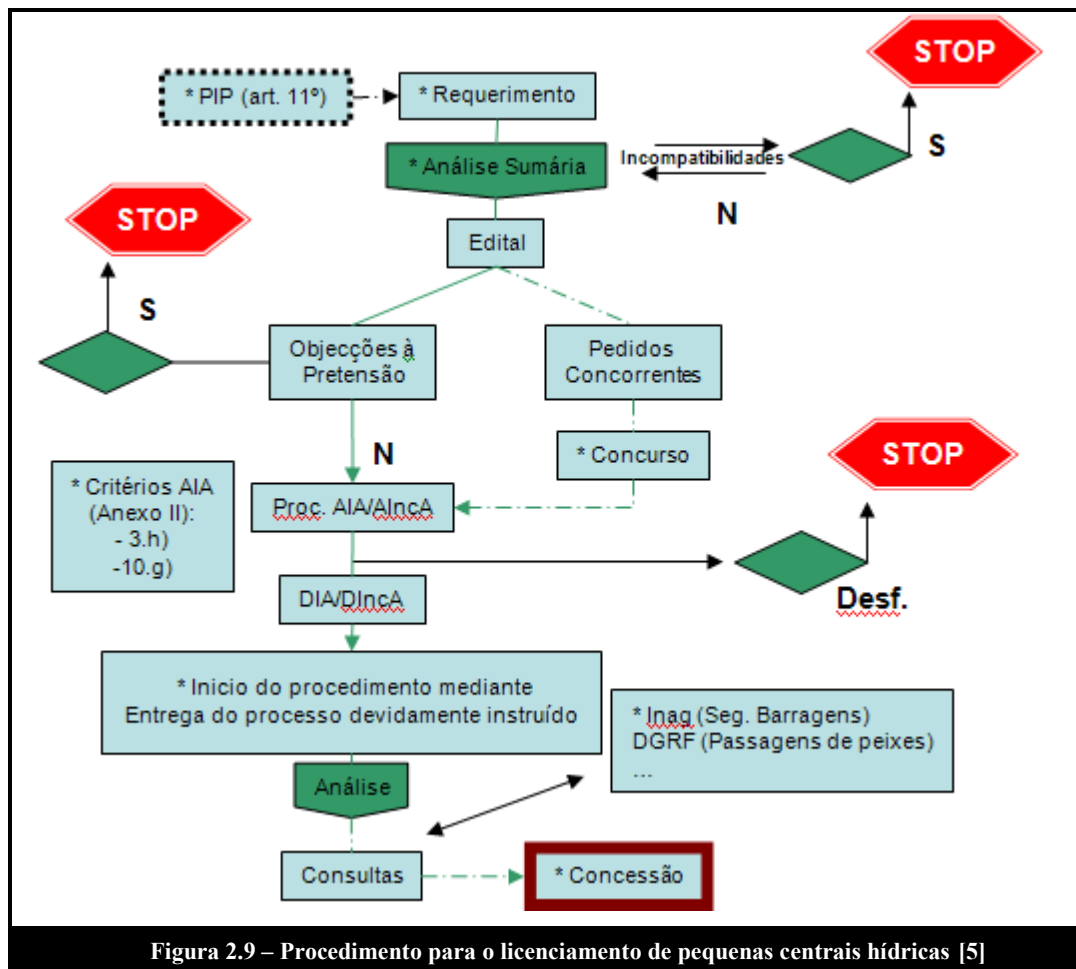
• O Decreto-Lei n.º339-C/2001 [16], que actualiza o tarifário de venda de energia de origem renovável à rede pública, introduzindo uma remuneração diferenciada por tecnologia e regime de exploração. [8]

Em 2007 a remuneração da Produção em Regime Especial sofre uma nova alteração com o Decreto-Lei n.º 225/2007 [17] (alteração ao Anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio) e respectiva rectificação "Rectificação nº71/2007" [18].

Em 2007 é lançado também o decreto Decreto-Lei nº 363/2007 [19] que contempla o regime de produtor consumidor em baixa tensão, admitindo a possibilidade de micro geração hídrica desde que a potencia produzida não seja superior a 50 % da potência contratada para a instalação eléctrica de utilização ou até uma potência máxima de 5,75 KW.

2.6 Procedimento para o licenciamento de uma pequena central hídrica

Atendendo ao novo procedimento de acordo com o decreto de lei DL226-A/2007 [20], refere-se um pequeno esquema explicativo acerca do funcionamento do processo e algumas considerações legislativas a ter em conta.

Figura 2.9 – Procedimento para o licenciamento de pequenas centrais hídricas [5]

- **PIP - Pedido de informação prévia**

Artigo 11º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007 [20]:

1— Qualquer interessado pode apresentar junto da autoridade competente um pedido de informação prévia sobre a possibilidade de utilização dos recursos hídricos para o fim pretendido.

2— Do pedido previsto no número anterior deve constar:

a) A identificação rigorosa da utilização pretendida;

b) A indicação exacta do local pretendido, nomeadamente com recurso às coordenadas geográficas.

3— A entidade competente decide o pedido de informação prévia no prazo de 45 dias contado a partir da data da sua recepção.

4— A informação prévia vincula a entidade competente desde que o pedido de emissão do título seja apresentado no prazo de um ano a contar da data da sua notificação, excepcionalmente prorrogável por decisão fundamentada, sem prejuízo dos condicionalismos resultantes quer do respeito pelas regras do concurso quer das decisões ou pareceres, dotados de carácter vinculativo, emitidos posteriormente no âmbito do licenciamento.

Elementos necessários ao PIP:

1. Identificação do requerente;

2. Identificação da linha de água;

3. Identificação do local, com recurso às coordenadas geográficas;

4. Características do aproveitamento: cotas do NPA e Restituição, caudal, queda e potência;

5. Planta de localização, esc. 1:25000 com indicação dos locais onde se prevê a implantação do açude, canal adutor, conduta forçada, central e acessos;

- **Requerimento**

Ponto 4º, (a), artigo 21º, DL 226-A/2007 [20]:

Licenças sujeitas a concurso

4— Quando a atribuição da licença resultar de pedido apresentado pelo particular junto da autoridade competente, a tramitação do procedimento concursal é a seguinte:

a) O interessado apresenta um pedido de atribuição de licença, do qual constam a localização, o objecto e as características da utilização pretendida;

- **Análise Sumária**

É feita a verificação dos documentos, se não houve PIP, é verificado para aquele perímetro hidráulico:

a) Se há algum impedimento em termos de IGT;

b) Se não interfere com nenhum aproveitamento;

- **Concurso**

Decreto-Lei n.º 226-A/2007 de 31 de Maio [20]

3 - Quando a atribuição da licença resultar de iniciativa pública, a tramitação do procedimento concursal é a seguinte:

a) A autoridade competente procede à publicitação dos termos da utilização a licenciar através de anúncio em *Diário da República* e afixação de editais onde constem as principais características da utilização em causa, os critérios de escolha e os elementos estabelecidos na portaria a que se refere a subalínea *ii*) da alínea *a*) do n.º 3 do artigo 14.o do presente decreto-lei, convidando os interessados a apresentar propostas num prazo de 30 dias, com as respectivas condições de exploração;

Ministério do Ambiente, do Ordenamento do Território e do Desenvolvimento Regional

Portaria n.º 1450/2007 de 12 de Novembro [21]

3 — Do anúncio referido na alínea *a*) do no n.º 3 do artigo 21.º do Decreto -Lei n.º 226 - A/2007, de 31 de Maio, constam, entre outros considerados relevantes pela autoridade competente, os seguintes elementos:

a) Objecto e características da utilização;

b) Valor de base, quando aplicável;

c) Valor da renda, quando aplicável;

d) Critérios e factores de adjudicação, por ordem decrescente de importância;

e) Composição do júri de apreciação das propostas;

f) Modo e prazo de apresentação das propostas, nomeadamente o endereço e a designação do serviço de recepção de propostas, com indicação do respectivo horário de funcionamento;

g) Documentos que acompanham as propostas e elementos que devem ser indicados nas propostas;

h) No caso de extracção de inertes, as áreas abrangidas, o volume de inertes a extrair e o destino final, com indicação dos volumes a restituir ao domínio hídrico ou susceptíveis de comercialização.

➢ Critérios AIA

Decreto-Lei n.º 197/05, de 8/11 - Anexo II [22]

Tabela 2.4 - "3 - Indústria da energia" [22]

Tipo de projectos	Caso geral	Áreas sensíveis
h) Instalações para a produção de energia hidroeléctrica	≥ 20 MW	Todos

Tabela 2.5 – "10 – Projectos de infra-estruturas" [22]

g) Barragens e outras instalações destinadas a reter a água ou armazena-la de forma permanente (não incluídos no anexo 1)	Altura ≥ 15m ou albufeira ≥ 5 há ou coroamento ≥ 500m. Barragens de terra: altura ≥ 15m ou volume ≥ 1hm3 ou albugeira ≥ 5 ha ou coroamento ≥ 500 m	Altura ≥ 8 m ou volume ≥0,100 hm3 ou albufeira ≥ 3 há ou coroamento ≥ 250 m. Barragens de terra: altura ≥ 8 m ou volume ≥0,500 hm3 ou albufeira ≥ 3ha ou coroamento ≥ 250m.

➢ Concessão

Portaria n.º 1450/2007 de 12 de Novembro [21]

6 — O contrato de concessão de utilização privativa dos recursos hídricos do domínio público dispõe, entre outras matérias a acordar entre as partes, sobre:

a) Objecto da concessão;

b) Direitos e deveres das partes contratantes;

c) Duração da concessão;

d) Construção de infra-estruturas;

e) Bens e meios afectos à concessão e propriedade dos mesmos;

f) Inventário do património da concessão;

g) Condições financeiras;

h) Modo e prazo de revisões periódicas;

i) Valor da renda, nos casos aplicáveis;

j) Componentes de incidência da taxa de recursos hídricos, nos termos da lei em vigor;

l) Os demais elementos constantes do anexo II à presente portaria que sejam respectivamente aplicáveis à utilização em causa.

2.7 Aproveitamentos hidroeléctricos de pequena dimensão

2.7.1 Introdução

Aproximadamente 70% da superfície terrestre é coberta de água, sendo este um recurso que tem sido explorado durante muitos séculos. A exploração da energia hídrica tem-se caracterizado pela contínua evolução técnica, tornando-se a principal fonte de energia renovável na UE.

Os aproveitamentos hidroeléctricos representam, hoje em dia, cerca de 84% da produção de electricidade a partir de fontes renováveis e de 13% da produção total de electricidade na UE. A abordagem às pequenas centrais hidroeléctricas é importante, uma vez que as grandes hídricas são um tema tecnicamente maduro e já bem explorado.

Pequenas centrais hidroeléctricas são capazes de gerar energia mecânica ou eléctrica através da conversão da energia disponível no escoamento da água de rios, canais e riachos.

Este tipo de centrais possui um enorme potencial ainda largamente por explorar, o que lhes deverá permitir contribuir de forma significativa, futuramente, na produção de energia eléctrica.

Surgem então como uma excelente alternativa para as fontes convencionais de electricidade, não só na Europa, mas também para os países em vias de desenvolvimento.

Os regimes de funcionamento associados às pequenas centrais hidroeléctricas são essencialmente "fio de água", com pouco ou nenhuma capacidade de regularização,usando o fluxo natural do rio.

Pequenas barragens criam pequenas albufeiras, o que é mais favorável para os ecossistemas, peixes e armazenamento da água. Podem ser concebidas, com uma pequena queda, geralmente em pequenos rios com suaves gradientes, ou com alta queda, geralmente em pequenos rios com declives íngremes. As centrais a fio de água podem usar todo o caudal rio ou apenas uma fracção limitando assim o seu impacto ambiental.

Verifica-se portanto, que este tipo de tecnologia não é simplesmente uma versão à escala de um grande aproveitamento hidroeléctrico. É necessário equipamento específico para cumprir requisitos fundamentais no que se refere à simplicidade, máxima fiabilidade e fácil manutenção por mão-de-obra não especializada. [23]

2.7.2 Impactos ambientais

As alterações climáticas devido às emissões de CO_2 são o principal desafio ambiental enfrentado pela comunidade internacional, e as recentes catástrofes naturais assim como o aumento dos preços da energia têm ajudado a colocar uma maior atenção a este assunto em todo o planeta.

As energias renováveis são um contributo importante para a resolução do problema das alterações climáticas. Um GWh de electricidade produzida por uma pequena central hidroeléctrica, significa uma não emissão de 480 toneladas de dióxido carbono para a atmosfera. [24]

Vários protocolos internacionais tais como os que foram assinados no Rio de Janeiro e em Quioto, juntamente com políticas da União Europeia, têm estabelecido objectivos claros, tanto para os países da Europa como para o resto do mundo, assim como mostra a profundidade da intenção política na abordagem a esta questão.

Como fonte de energia renovável, as pequenas centrais hidroeléctricas podem contribuir para a mitigação das alterações climáticas, de diversas maneiras:

• **É uma fonte de energia inesgotável**.

Ao contrário dos combustíveis fósseis em que a oferta limitada.

De entre todas as energias renováveis, a hidroeléctrica é a principal fonte renovável quer na União Europeia quer no Mundo [24]

• **Não produz emissões de gases contributivos para o efeito de estufa.**

Energia hidroeléctrica não implica qualquer combustão, e portanto, não liberta qualquer óxido para a atmosfera, em particular, o dióxido de carbono - principal gás responsável pelo aquecimento global.

Na Tabela 2.6 é possível visualizar, as emissões a partir de uma pequena central hidroeléctrica de 1000 KW funcionando 4500 horas / ano, com as de outros tipos de centrais de produção energia eléctrica.

Tabela 2.6 – Emissão de gases de efeito de estufa a partir do tipo de central eléctrica [24]

	Petróleo	Carvão	Gás natural	Hídrica
Dióxido de carbono (ton.)	3000	3750	2250	--
Óxido de azoto (ton.)	3,7	0,6	2,2	--
Dióxido de enxofre (ton.)	4,5	4,5	0,02	--

No entanto, como em qualquer tecnologia, existe a possibilidade de alguns impactos negativos locais. A identificação destes impactos e o desenvolvimento de medidas necessárias para a atenuação dos mesmos são um ponto extremamente importante na abordagem a um projecto deste tipo.

2.7.2.1 Soluções ambientais

A fim de assegurar que os impactos ambientais das pequenas centrais hidroeléctricas são reduzidos ao mínimo, os operadores são obrigados a realizar avaliações de impacto ambiental para todo e qualquer projecto de central hidroeléctrica. Estas avaliações servem para permitir prever o provável impacto, se o houver, sob a flora e a fauna locais e para definir as medidas que podem ser tomadas para atenuar esse impacto.

Existe uma grande variedade de técnicas que servem para atenuar os efeitos ambientais e que são mencionadas a seguir:

Caudal Ecológico

Todos os aproveitamentos hidroeléctricos de pequena escala, que originam um desvio no curso da água, são obrigados a assegurar um caudal mínimo a jusante da instalação para garantia de protecção do ecossistema existente.

Canais de migração para peixes

Embora estes canais tenham sido inventados há algumas décadas por razoes económicas, o de protecção de zonas de pescas, tornaram-se um foco de interesse ambiental.

Ainda mais do que todo o esquema e construção de uma central hidroeléctrica, o desenho de um canal de migração de peixes é um exercício muito específico, exigindo a consideração de um vasto conjunto de parâmetros e restrições.

Gestão de resíduos

Quase todas as pequenas centrais hidroeléctricas modernas tem um sistema de remoção de detritos presentes na água, para evitar que entrem nos circuitos hidráulicos danificando assim a electromecânica, equipamento hidráulico ou reduzindo o desempenho.

Todos os anos, toneladas de material (principalmente sacos de plástico, garrafas, latas, bem como folhas, ramos, etc.) são retiradas dos rios. Em muitos países quando algo, incluindo material orgânico, é removido da água, torna-se automaticamente um resíduo, pelo que devem ser devidamente eliminados, acarretando elevados custos para a sua eliminação.

Este é, sem dúvida, um impacto positivo proveniente das pequenas centrais hidroeléctricas, e que deve ser tido em conta. Medidas de apoio devem ser implementadas para reduzir os encargos económicos dos operadores de uma pequena central hidroeléctrica (por exemplo, reduzindo as taxas de eliminação de resíduos ou permitindo o diferente tratamento entre material orgânico e não orgânico).

Integração nas áreas ambientais adjacentes

Outra política, que pode melhorar integração ambiental de pequenas centrais hidroeléctricas é a criação de " Áreas ambientais", que muitas vezes são desenvolvidas junto da central. Estas áreas são diferentes de localidade para localidade e é difícil generalizar sobre como são criadas. No entanto podem contribuir para tornar a central hidroeléctrica mais facilmente aceitável do ponto de vista ecológico.

Aproveitamentos multifuncionais

A concorrência para o uso da água sempre foi forte, mas nos últimos anos, tornou-se ainda mais intensa. Uma solução para rentabilizar os recursos hídricos passa por combinar produção eléctrica com outros usos da água, como a irrigação e abastecimento de água potável. Essas soluções melhorarão a eficiência global, permitindo obter o melhor compromisso entre os diversos interesses públicos e a redução do impacto ambiental significativo.

Sistemas de abastecimento de água potável

Nas últimas décadas, muitas pequenas centrais hidroeléctricas têm sido construídas em sistemas de abastecimento de água potável, especialmente nas áreas de montanha, onde, em vez de se reduzir a pressão com pequenos dispositivos, se aproveita essa energia com a instalação de turbinas. Caso contrário toda essa energia seria simplesmente dissipada. Neste caso, uma mais-valia, no uso polivalente da água, foi alcançado e que vale a pena ter em devida consideração.

Canais de Irrigação

Um grande número de pequenas centrais hidroeléctricas tem sido instaladas em sistemas de irrigação existentes, em especial nas planícies onde aproveitamentos de baixa queda exploram os recursos hídricos, tanto para irrigação como para produção de energia eléctrica, fornecendo energia à rede ou para corresponder à procura de electricidade directamente para irrigação (ex: estações de bombagem).

Ruído e vibrações

Estes aproveitamentos não são conhecidos por serem barulhentos, não obstante, podem ser a fonte de algumas emissões sonoras e, consequentemente, este assunto deve ser abordado.

As fontes de ruído podem ser numerosas: gerador, caixa de velocidades, turbina, transformador. A principal fonte de ruído, poderá ter origem nos variadores de velocidade mas que nem sempre são usados.

Actualmente o ruído no interior da central pode ser reduzido, se necessário, para níveis de potência na ordem dos 70 dB, o que é quase imperceptível no exterior.

Para as novas instalações, integrando-se esta preocupação no projecto de todo o sistema, incluindo a central hidroeléctrica e acessórios, podem obter-se excelentes níveis de redução do ruído. No entanto, alguns componentes, pela sua natureza não deixam de ser ruidosos e, nestes casos, existem várias medidas que podem ser tomadas. Envolvimento da turbina por cobertores isolantes de som, uso de sistemas de refrigeração a água em vez dos

sistemas refrigerados a ar, maior atenção na concepção dos componentes auxiliares e isolamento acústico do edifício.

Tomadas em conjunto estas etapas permitem que a central se torne praticamente imperceptível ao nível do ruído.

Turbinas "amigas" dos peixes

A instalação de turbinas num curso fluvial pode, em certas circunstâncias comprometer o bem-estar dos peixes. Trabalhos de investigação, realizados na área das grandes hídricas mostrou que o peixe pode entrar, e de facto entra, para dentro das turbinas, especialmente em períodos de intensa movimentação peixes ao longo do rio.

Devido a uma variedade de razões (mecânica, velocidade, variação de pressão) nem todos estes peixes sobrevivem ao passar pela turbina.

Equipamentos dissuasores (luzes, ruídos, etc.) podem causar alguma redução, mas ainda não se consegue prevenir completamente a entrada de peixes na turbina. No caso das pequenas centrais, em contraposição com o que acontece nas grandes centrais hidroeléctricas, não tem havido quase nenhuma investigação sobre este tópico.

Ainda que as grelhas anti-lixo, com uma malha de 2 centímetros, impeçam a maioria dos peixes de entrar na turbina, mais esforços devem ser feitos para reduzir o perigo para os peixes, utilizando diferentes alternativas de "*designs*" de turbinas.

Para ajudar a minimizar as lesões nos peixes, os fabricantes de turbinas tem realizado estudos baseados em dinâmica de fluidos computacional, tendo conseguido bons resultados. As pequenas centrais hidroeléctricas também podem tirar partido desta investigação, a partir dos métodos desenvolvidos para minimizar impacto sobre os peixes pelas turbinas convencionais (Francis e Kaplan).

3 Aspectos Tecnológicos

No presente capítulo é feita uma descrição acerca dos diversos tipos de aproveitamentos hídricos de pequena dimensão e da sua nomenclatura associada.

É também pretendido efectuar uma referência e explicação acerca dos principais equipamentos necessários para a produção de electricidade, dos quais se destacam os tipos de geradores e as turbomáquinas.

Dada a especial importância das turbomáquinas neste tipo de projectos, entendeu-se dedicar um capítulo específico para a sua abordagem (capitulo 4).

3.1 Designações

A designação central mini-hídrica generalizou-se em Portugal para se referir os aproveitamentos hidroeléctricos de potência inferior a 10 MW. Este é o limite geralmente usado como fronteira entre as pequenas e as grandes centrais hidroeléctricas.

Para as centrais mini-hídricas utiliza-se a seguinte classificação recomendada pela UNIPEDE:

Tabela 3.1 -Designação das centrais relativamente à Potência [7]

Designação	P (MW)
Pequena Central Hidroeléctrica	< 10
Mini Central Hidroeléctrica	< 2
Micro Central Hidroeléctrica	< 0,5

Tabela 3.2 - Designação das centrais relativamente à altura de queda [7]

Designação	h (m)
Queda Baixa	2-20
Queda Média	20-150
Queda Alta	>150

Na Figura 3.1 é possível visualizar os elementos constituintes dum aproveitamento hídrico de pequena dimensão mais usual, e nas Figura 3.2 à Figura 3.5 é possível observar-se as diferentes configurações de implementação.

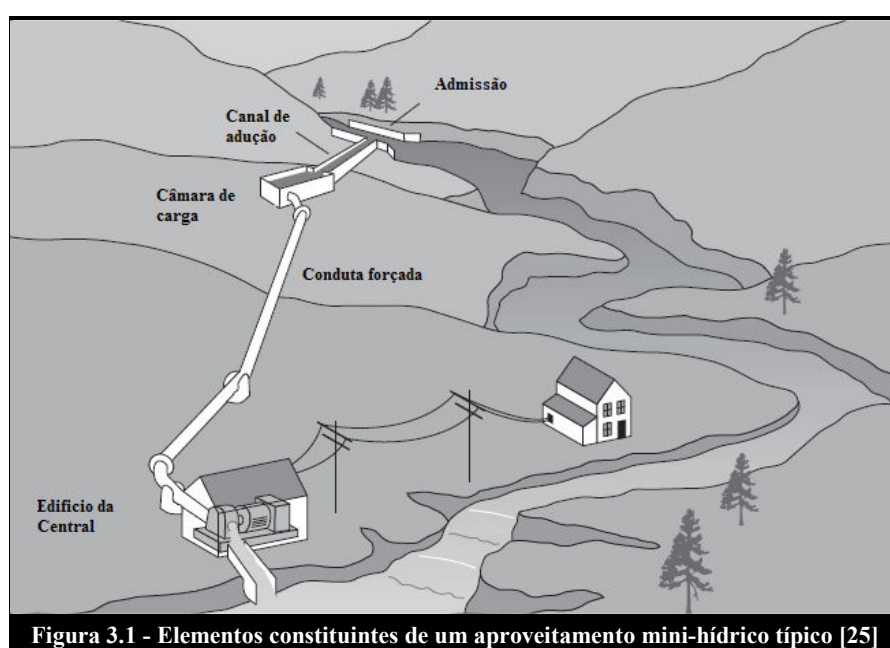



Figura 3.1 - Elementos constituintes de um aproveitamento mini-hídrico típico [25]

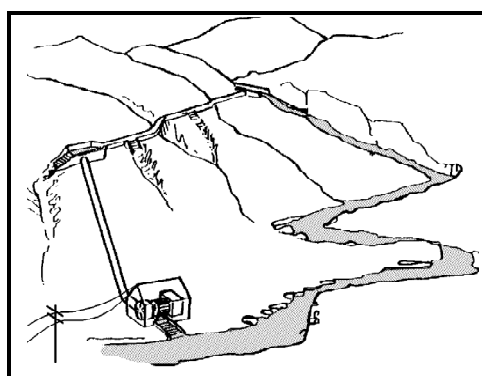



Figura 3.2 - Central com canal de adução e conduta força - Alta queda, longe da barragem [26]

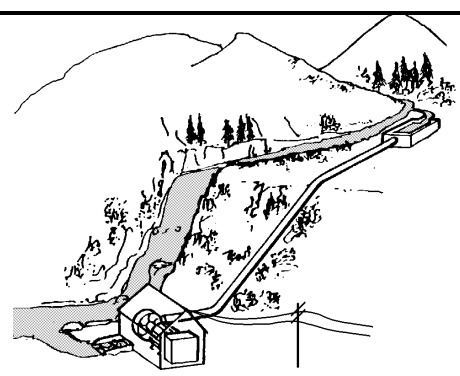
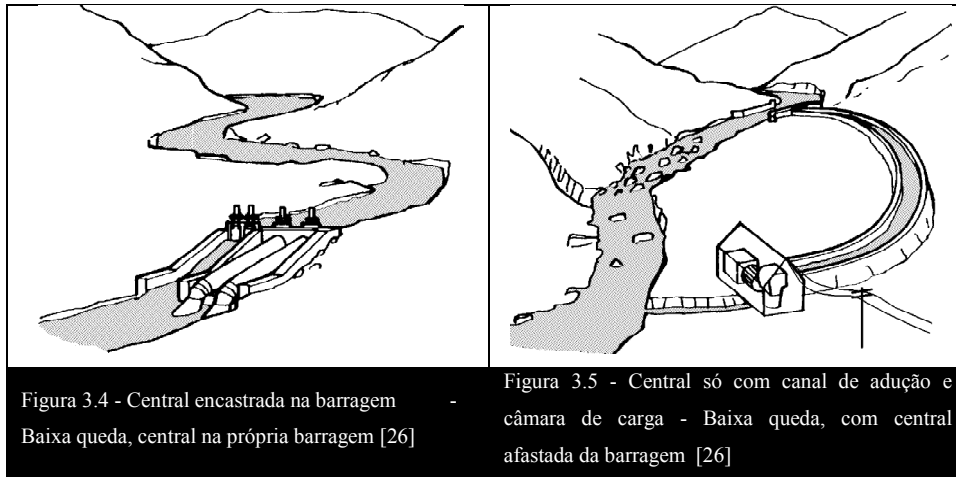



Figura 3.3 - Central só com conduta forçada - Alta queda, perto da barragem [26]

Figura 3.4 - Central encastrada na barragem - Baixa queda, central na própria barragem [26]

Figura 3.5 - Central só com canal de adução e câmara de carga - Baixa queda, com central afastada da barragem [26]

3.2 Principais opções tecnológicas

Para tornar a construção dos pequenos aproveitamentos hidroeléctricos mais económica, procura-se que os equipamentos hidromecânicos e eléctrico tenham um baixo custo porque esse valor representa uma percentagem elevada do custo total do empreendimento, podendo ser comparado ao custo do gerador para um grande aproveitamento. Uma das formas de reduzir o custo do equipamento do grupo conversor de energia consiste na sua construção em poucos modelos, e obedecendo a normas internacionais (normalização).

De entre os equipamentos que constituem um aproveitamento hidroeléctrico, a turbina e o gerador são os que mais directamente dizem respeito à engenharia electrotécnica.

No que diz respeito às turbinas, elas podem ser divididas em turbinas de *impulso* (também chamadas de *acção*) ou de *reacção*, consoante o seu princípio de operação.

Os três principais tipos de turbinas de impulso são: *Pelton*, *Turgo* e *Banki-Mitchell* (ou de fluxo cruzado), sendo as turbinas *Hélice* e a sua variante designada por *Kaplan*, assim como as turbinas *Francis* os principais tipos de turbinas de reacção.

Quanto aos geradores, as opções tecnológicas usadas confinam-se às clássicas máquinas *síncronas* ou *assíncronas*.

3.2.1 Geradores

A escolha do conversor mecano-eléctrico para equipar uma central mini-hídrica depende das especificações impostas à turbina, no que diz respeito a rendimento, velocidade nominal e de embalamento, constante de inércia, tipo de regulação, etc.

Uma opção fundamental coloca-se entre o gerador síncrono e o gerador assíncrono (ou de indução).

O ***gerador síncrono*** é normalmente o conversor eleito quando as condições de exploração obrigam a que o gerador seja tecnologicamente mais versátil, autónomo e com maior capacidade de produção de energia.

O ***gerador assíncrono*** constitui, em geral, a solução técnica e economicamente preferível, devido às suas conhecidas características de robustez, fiabilidade e economia.

3.2.1.1 Situação em Portugal

De acordo com o documento "*Introdução à energia mini-hídrica*" [27], em Portugal, verifica-se que a maior parte das centrais mini-hídricas está equipada com geradores síncronos.

O autor justifica a situação com o facto de, ao tempo em que as mini-hídricas se começaram a espalhar pelo país (década de oitenta), não haver experiência de operação das máquinas assíncronas no funcionamento como gerador. Esta circunstância terá levado os projectistas a tomarem uma atitude de prudência e a optarem por soluções com méritos comprovados.

Outra razão é fundamentada pela operação das turbinas. Para quedas baixas, características da maior parte das aplicações mini-hídricas, a velocidade da turbina também é baixa (da ordem de 500 a 1000 rpm). Indica também que os fabricantes de motores de indução não ofereciam soluções equipadas com multipólos, porque não tinham aplicação na indústria. Nestas condições, o uso deste tipo de conversor obrigava a recorrer a uma caixa de engrenagens para adaptação de velocidades. Independentemente do tipo construtivo, o custo dos geradores aumenta sensivelmente com o número de pólos, ou seja, diminui com o aumento da velocidade nominal. Advinda daí vantagem económica associada ao uso de multiplicadores de velocidade e geradores de indução.

Contudo, este conjunto também apresentava inconvenientes de monta: redução do rendimento e, consequentemente, da energia produzida, mais manutenção, menos fiabilidade e construção especial para protecção contra embalamento.

Tudo visto e ponderado, terá levado os projectistas a escolher a solução habitual em aproveitamentos hidroeléctricos, constituída por grupos turbina/alternador, que dispensam a caixas de velocidades.

Hoje em dia a situação é diferente, dada a experiência entretanto adquirida do funcionamento da máquina assíncrona como gerador em aproveitamentos eólicos. [27]

3.2.2 Gerador síncrono

Os geradores síncronos apresentam uma frequência f , rigidamente definida pela velocidade de rotação n, e pelo número de pares de pólos p, através da relação $f = n \cdot p$. Estes necessitam de uma fonte de corrente contínua para alimentação das bobinas de excitação dos pólos indutores, sendo que estes normalmente se situam no rotor.

O gerador síncrono pode alimentar uma carga isolada ou, mais usualmente estar integrado numa rede à qual estão ligados outros geradores, rodando em sincronismo.

Na primeira situação, o gerador tem, por si só, de manter constante a frequência e a tensão aos terminais, por meio da acção de reguladores de velocidade e de tensão, respectivamente.

Quando uma carga é ligada ao gerador (suposto em vazio, rodando à velocidade nominal e apresentando a tensão nominal aos seus terminais), a corrente no estator dá lugar a um binário resistente T (negativo), o qual impõe uma desaceleração do rotor, de acordo com a equação:

$$T = I \frac{\partial \omega_r}{\partial t} \qquad \textbf{(3.1)}$$

Onde I é o momento de inércia do grupo gerador (incluindo a máquina de accionamento) e ω_r a velocidade angular do rotor.

Uma vez que a frequência é proporcional à velocidade do rotor, a mesma vai baixar - efeito que tem de ser corrigido através do aumento do binário motor da máquina motriz.

Ao aumento do binário motor corresponde um aumento de potência mecânica P_M, que com aquele está relacionada pela equação:

$$P_M = T\omega_r \tag{3.2}$$

Em termos energéticos, a potência activa fornecida pelo gerador (igual à potência mecânica deduzida das perdas no mesmo) tem de ser igual à potência activa requerida pela carga – desiderato assegurado pelo regulador de velocidade.

A ligação da carga origina também uma queda de tensão, devida à reactância síncrona da máquina, a qual tem de ser compensada por um aumento da corrente de excitação, que eleva o valor da f.e.m. - desiderato assegurado pelo regulador de tensão.

No caso de o gerador estar integrado numa rede síncrona, antes de ser ligado pelo respectivo disjuntor, tem de ser sincronizado, por meio de um dispositivo designado sincronizador, o qual assegura as seguintes condições:

- A frequência do alternador e a da rede são iguais;

- A sequência de fases do alternador coincide com a da tensão da rede;

- A f.e.m. do alternador e a tensão da rede têm a mesma amplitude e fase.

Uma vez o gerador ligado à rede, há que colocá-lo em carga, operação que se realiza actuando sobre a válvula de admissão da máquina de accionamento através do regulador de velocidade – que é de facto um regulador de carga-velocidade.

Se a potência fornecida pelo alternador for muito menor que a potência girante da rede – potência total das máquinas em serviço - como é habitualmente o caso, a frequência do conjunto não será significativamente afectada pelo facto de aquele ser colocado em carga. Na verdade, a regulação de frequência é uma tarefa executada pelo conjunto dos geradores ligados à rede, podendo contudo ser atribuída prioritariamente a alguns deles.

No que respeita à potência reactiva, o gerador síncrono pode fornecê-la ou consumi-la.

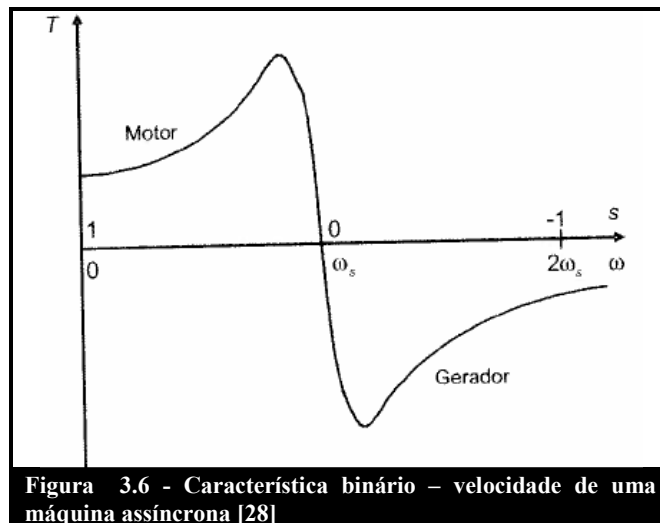
A tensão no barramento da central pode ser regulada automaticamente por meio do regulador de tensão, situação em que a potência reactiva a fornecer ou consumir se torna uma

variável dependente. Em alternativa, o gerador pode ser operado com potência reactiva (ou factor de potência) constante, o que não assegura uma tensão constante.

Em qualquer dos casos, o regulador de tensão - que é de facto um regulador de tensão – potência reactiva – actua sobre a corrente de excitação. [28]

3.2.3 Gerador assíncrono ou de indução

O gerador assíncrono é uma máquina eléctrica de indução funcionando com uma velocidade de rotação superior à velocidade de sincronismo, donde também ser chamado gerador hipersíncrono.

Figura 3.6 - Característica binário – velocidade de uma máquina assíncrona [28]

O circuito eléctrico rotórico é formado por barras de material condutor, cobre ou alumínio, curto-circuitadas nas extremidades por anéis do mesmo material, formando uma "gaiola de esquilo". No caso de potências elevadas o enrolamento rotórico é constituído por um enrolamento formado por condutores eléctricos.

Para descrever o funcionamento do gerador assíncrono, importa compreender o funcionamento de um motor assíncrono. Assim, o fluxo magnético, ao atravessar os condutores do enrolamento rotórico, gera forças electromotrizes. Como esses condutores estão curto-circuitados, vão ser percorridos por correntes eléctricas. A presença destas correntes eléctricas no seio do campo magnético dá origem ao aparecimento de forças mecânicas que, combinando-se, produzem o binário electromotor da máquina, que tende a fazer deslocar o rotor com a velocidade do campo magnético. Devido aos atritos, a velocidade do rotor, n_i , é inferior à

velocidade de sincronismo, n_s . Esta diferença de velocidade é caracterizada por deslizamento S .

$$S = \frac{n_s - n_i}{n_s} \tag{3.3}$$

Quando a velocidade é superior à velocidade de sincronismo a máquina funciona como gerador eléctrico. A potência mecânica fornecida pela turbina através do veio da máquina é convertida numa potência eléctrica alternada cuja frequência é imposta pela frequência da rede. Sendo que é a rede eléctrica quem fornece a energia reactiva necessária à manutenção do campo magnético do gerador de indução.

De notar que a velocidade de rotação do gerador varia ligeiramente em função da carga eléctrica que lhe é aplicada, mas tal não tem influência na tensão ou frequência do sistema, dado o campo magnético do estator ser gerado e controlado pela rede.

Esta indiferença de comportamento, só será alterada caso a potência do gerador seja significativa face à potência total instalada na rede.

O funcionamento como gerador é caracterizado por pelo deslizamento, $s < 0$, sucedendo o mesmo à resistência equivalente:

$$R_r \frac{(1-s)}{s} < 0 \tag{3.4}$$

à potência mecânica, e consequentemente à potência activa.

$$P_M = P_r - 3R_r I_r^2 = 3\frac{(1-s)}{s} R_r I_r^2 < 0 \tag{3.5}$$

A ligação do gerador assíncrono à rede pode ser levada a cabo, quer directamente com a máquina rodando a uma velocidade próxima da nominal – que dá lugar a um pico de corrente resultante de o campo magnético no entreferro ser nulo – quer auto-excitando-a por meio de uma bateria de condensadores de valor adequado e fazendo o paralelo de forma semelhante ao de uma máquina síncrona – que não dá origem a qualquer sobre-corrente. [28]

3.2.4 Gerador Síncrono Vs Gerador Assíncrono

O **gerador síncrono** possui características e aspectos de funcionamento, que, pelos quais, a adopção deste tipo de solução nos aproveitamentos hidroeléctricos de pequena dimensão é justificada. Dessas condições de utilização são possíveis referenciar:

- **Compensação da energia reactiva**

A máquina síncrona retira do seu circuito indutor a energia necessária para criar e manter o campo magnético, não necessitando por isso, que a energia reactiva lhe seja fornecida pela rede eléctrica a que está ligada, ou (no arranque indirecto) por uma bateria de condensadores.

A máquina síncrona pode trabalhar em regime de sobreexcitação, e desta forma fornecer energia reactiva à rede a que se encontra ligada. [9]

- **Regime de carga**

Como a potência activa fornecida pelo gerador síncrono trifásico é controlada através da máquina primária e a potência reactiva é controlada através da excitação, o gerador síncrono pode ser explorado economicamente em regime de fracção de carga nominal (variável) com tensão constante e factor de potência constante.

- **Frequência da rede**

É possível por actuação na máquina primária (velocidade) e por actuação na excitação (corrente de excitação) do gerador manter o gerador síncrono a funcionar em regime de tensão e frequência constante; o que é necessário numa produção independente (ou distribuição autónoma) de energia.

- **Excitação**

Actualmente com a utilização de sistemas de excitação sem escovas (brushless) diminuíram os problemas de exploração e de manutenção do sistema de excitação.

- **Potência activa por pólo**

Um critério de comparação utilizado na construção de máquinas eléctricas de corrente alternada é o valor da potência por pólo. No gerador síncrono trifásico esse valor pode ser superior a 5 MW / pólo, o que permite construir máquinas com potência nominal elevada.

- **Potência superior a 5 MVA**

Não é permitida a utilização de outro tipo de gerador quando existe interligação a redes de média tensão (1 kV ≤ Un <60 kV) ou tensão superior, e a potência aparente de cada gerador no aproveitamento hidroeléctrico é superior a 5 MVA. [9]

- **Produção independente e distribuição autónoma**

A energia eléctrica produzida pode ser consumida pelo produtor [9], ou pode ser distribuída em rede própria desde que não exista uma rede de distribuição que possa servir os consumidores em causa [9].

Em conclusão, aconselha-se a utilização de um Gerador Síncrono Trifásico:

- para as centrais de potência superior a 5 MVA;

- quando se prevê uma produção autónoma do sistema produtor geral (ou em interligação);

- quando é necessário fornecer energia reactiva à instalação eléctrica em que o gerador está integrado (correcção do factor de potência);

- quando é necessário um funcionamento com carga variável mas com tensão constante (regulação de tensão);

- quando são exigidas soluções técnicas mais elaboradas e os aspectos económicos são menos críticos.

Analisando-se o **gerador de indução,** verifica-se que a sua utilização em pequenos aproveitamentos hidroeléctricos, apresenta grandes vantagens, como por exemplo:

a) para igual potência, é mais pequeno e simples que os geradores síncronos;
b) não apresenta pólos girantes, daí não ter escovas nem anéis e não apresentar sistema de excitação;
c) dispensa equipamento de sincronização e, para pequenas potências é produzido em série;
d) apresenta maior fiabilidade e manutenção simples.

3.2.5 Condições técnicas de ligação dos Geradores à rede

Quando a mini-central dispuser de um grupo, em que se preconize o funcionamento em paralelo com a rede, o tipo de gerador irá impor distintos procedimentos para que se estabeleça o paralelo com a rede.

Assim, ter-se-á que analisar os seguintes 2 casos:

3.2.5.1 Gerador Síncrono

Os geradores síncronos, quando funcionando numa rede da qual representa uma parcela importante, devem sempre arrancar por meio do seu motor primário. A sua ligação em paralelo com a rede deve ser controlada, de preferência automaticamente, de forma a não serem ultrapassados os limites indicados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Desvios máximos admissíveis na ligação dos geradores síncronos [8]

Parâmetro	Potência do Gerador	
	$S \leq 500\,KVA$	$S > 500\,KVA$
Desvio da tensão em relação à rede (Tensão da rede 1,00 p.u.)	$\pm 0{,}1\ p.u.$	$\pm 0{,}08\ p.u.$
Desvio de frequência em relação à da rede.	$\pm 0{,}3\ Hz$	$\pm 0{,}2\ Hz$
Desvio angular em relação à tensão da rede.	$\pm 20^{o}$	$\pm 10^{o}$

3.2.5.2 Gerador assíncrono

Em regra o arranque dos geradores assíncronos, é feito por meio de um motor primário, só devendo ser feito o paralelo com a rede quando o gerador tiver atingido uma velocidade não inferior à percentagem, a seguir indicada, da sua velocidade síncrona:

- 95% Para o caso de gerador de potência superior a 500 kVA;
- 90% Para o caso de gerador de potência inferior a 500 kVA.

Para o caso de geradores assíncronos de baixa tensão, de potência não superior a 20KVA e previstos para a ligação em paralelo com a rede, admite-se que possam arrancar como motores.

O número de ligações a rede de geradores numa mesma instalação de produção, não pode exceder uma em cada 15 segundos [29] [8].

4 Turbomáquinas Hidráulicas

As máquinas hidráulicas têm como objectivo fundamental promoverem a troca de energia mecânica entre o fluido – que nas situações mais correntes é a água – e um dos seus órgãos.

Em instalações hidráulicas cujo objectivo principal consiste na elevação ou transporte de água a grandes distâncias, utilizam-se vários tipos de máquinas hidráulicas nomeadamente turbomáquinas, rodas de água, bombas de êmbolo, carneiros hidráulicos e ejectores.

No âmbito deste projecto, a atenção é centrada em turbomáquinas hidráulicas e serão apresentadas noções relacionadas com os três tipos existentes – bombas, turbinas e turbinas-bombas.

No que ao objectivo do projecto diz respeito, efectuar-se-á uma análise e enquadramento das turbomáquinas para aproveitamentos hidroeléctricos de pequena escala, com a finalidade de justificar a escolha da tecnologia que melhor se adapte a cada situação.

4.1 Distinção das turbomáquinas hidráulicas

As máquinas hidráulicas, nomeadamente **bombas** e **turbinas**, são classificadas tanto segundo aspectos comuns, bem como por características distintas entre as mesmas.

As **bombas** são geralmente classificadas segundo o modo pelo qual é feita a transformação do trabalho em energia hidráulica, ou seja, pelo recurso utilizado para ceder energia ao líquido. A classificação mais usual é a seguinte:

- **Bombas de deslocamento positivo – rotativas e alternativas**[1]**:**

O líquido recebe a acção das forças directamente de um pistão ou êmbolo. São exemplo, as bombas de engrenagens, bomba helicoidal, de palhetas e pistão giratório.

- **Bombas rotodinâmicas ou turbo-bombas:**

Há transferência de quantidade de movimento para o líquido através da aceleração provocada por um elemento rotativo dotado de pás, denominado rotor. O intercâmbio de energia depende das forças dinâmicas originadas pelas diferenças de velocidades entre o fluido que se escoa e as partes móveis da máquina.

De forma distinta, as **turbinas** classificam-se, numa primeira fase, em dois grandes grupos, consoante:

- a roda é actuada pela água à pressão atmosférica – **turbinas de acção;**
- a roda é atravessada pelo escoamento sob pressão – **turbinas de reacção**.

Distinguidos que estão os dois principais grupos relativos quer a bombas quer a turbinas, que, realça-se, se apoiam em referenciais distintos, pode-se avançar para uma subclassificação onde se englobam características comuns às duas categorias anteriormente apresentadas.

Em primeiro lugar, e, apesar de não terem qualquer tipo de interesse para o presente trabalho, importa realçar que as bombas de deslocamento positivo não tem qualquer analogia com as turbinas. Focar-se-á a atenção apenas nas bombas rotodinâmicas.

Contudo, sendo importantes para o presente trabalho, as turbinas de acção também não têm, como é evidente, o correspondente tipo nas bombas rotodinâmicas já que estas últimas funcionam sempre sob pressão.

Finalmente, as turbinas de reacção, tal como as bombas rotodinâmicas e as turbinas-bombas, podem ser classificadas quanto à direcção do movimento do líquido relativamente à respectiva roda, dado que essa é uma característica comum a estas turbomáquinas hidráulicas.

[1] Dado o interesse nulo das bombas de deslocamento positivo no que diz respeito ao âmbito deste projecto, não lhes será dada a atenção.

Conforme a direcção do escoamento do fluido relativamente ao propulsor, as turbomáquinas hidráulicas podem ser classificadas em:

Turbomáquinas Radiais – Centrífugas ou Centrípetas

Se as linhas de corrente estão contidas em planos perpendiculares ao eixo, excepto eventualmente na imediata vizinhança deste.

Turbomáquinas Axiais

Se as linhas de corrente se situam em superfícies de revolução, que são muito aproximadamente cilindros, de eixo paralelo ao da turbomáquina;

Turbomáquinas mistas

Se as velocidades em cada ponto apresentam componentes axiais e radiais apreciáveis. Estas têm ainda a designação de helicoidais, subdividindo-se em, helicocentrífugas e helicocentrípetas, consoante o movimento do fluido se verifica, respectivamente, do veio para a periferia ou em sentido inverso.

No seguimento, não esqueçamos que, enquanto existem bombas com escoamento praticamente radial, o mesmo não acontece relativamente às turbinas. Nestas, a componente axial do escoamento não pode ser desprezada, pelo que se classificam por helicocentrípetas ou radiais-axiais, as turbinas onde essa componente é menos acentuada – turbinas Francis – e por mistas propriamente ditas ou diagonais as restantes.

Após esta visão geral sobre a classificação de máquinas hidráulicas apresenta-se em seguida um quadro resumo da mesma.

Tabela 4.1 - Classificação Turbomáquinas Hidráulicas [30]

Turbomáquinas	Modos de Acção	Direcção do escoamento na roda	Designação corrente
Turbinas	Acção	-	Pelton
	Reacção	Radiais-Axiais	Francis
		Mistas	Dériaz
		Axiais	Kaplan
Bombas	Rotodinâmicas	Radiais	Bombas centrífugas
		Mistas	Bombas mistas
		Axiais	Bombas axiais
	Deslocamento Positivo	-	Rotativas ou Alternativas

Neste quadro referenciam-se as turbinas de nome Dériaz e Francis, que são projectadas para funcionar tanto como turbinas como bombas. Esta tecnologia é usada em situações em que nos aproveitamentos hidroeléctricos se torna vantajoso a bombagem de água para reservatórios a montante da turbina, em horas de vazio, de modo a aproveitar o excesso de produção de energia eléctrica pelo sistema produtor da rede em que se inserem. No entanto, para a Dériaz não será feita qualquer tipo de referência no decorrer do projecto, visto não ser um tipo adoptado em aproveitamentos hidroeléctricos de pequena escala.

4.2 Turbinas

A turbina hidráulica corresponde a uma parcela muito significativa do custo de uma central hidroeléctrica, podendo chegar até aos 50%, pelo que a sua selecção criteriosa se reveste de particular interesse.

A turbina é uma turbomáquina hidráulica, transformando a energia da água em energia mecânica, conduzindo a um movimento de rotação do veio. O veio da turbina, que irá transmitir o seu movimento de rotação à unidade transformadora da energia mecânica em eléctrica, ou seja, o gerador, está solidário com a roda da turbina sendo o elemento sobre o qual o fluido actua.

Várias classificações poderão ser estabelecidas para turbinas, definindo-se, assim distintos tipos. Apoiam-se estas classificações no modo de acção do fluido sobre ela e quanto ao trajecto do fluido relativamente ao eixo da roda.

Quanto ao **trajecto do líquido** relativamente ao eixo da máquina pode distinguir-se entre:

- **Radiais**, se as linhas de corrente estão contidas em planos perpendiculares ao eixo, excepto eventualmente na imediata vizinhança deste;

- **Axiais**, se as linhas de corrente apresentam uma evolução notoriamente paralela ao eixo da turbina;

- **Mista**, se a forma das linhas de corrente é tal que as velocidades em causa apresentam componentes axiais e radiais apreciáveis;

- **Tangenciais**, em que um ou vários jactos de água incidem tangencialmente sobre a periferia da roda.

Quanto ao **modo de acção do líquido**, como também já referido, haverá a distinguir entre turbinas de acção, em que a roda é impulsionada pela água sensivelmente à pressão atmosférica, e turbinas de reacção em que a roda é sujeita a um escoamento sob pressão.

É de acordo com este modo de distinção que será feita a abordagem aos tipos de turbinas a usar nestes tipos de aproveitamentos.

4.2.1 Turbinas de acção

Como turbinas de acção para aproveitamentos hidroeléctricos de pequena escala, referem-se as turbinas *Pelton*, *Turgo* e *Banki-Mitchell*, as quais se adequam a uma utilização caracterizada por quedas relativamente elevadas e baixos caudais.

As turbinas de acção em comparação com as de reacção apresentam um maior número de vantagens:

- São mais tolerantes a areias e outras partículas existentes na água;
- A sua estrutura permite maior facilidade de fabrico e melhor acesso em caso de manutenção;
- São menos sujeitas ao fenómeno de cavitação (embora em aproveitamentos com grandes quedas torna-se difícil evitar tal fenómeno);

Aquando a existência de um dispositivo regulador de fluxo ou variador do número de jactos, estas possuem um rendimento mais elevado e uniforme.

A maior desvantagem das turbinas de acção é que são, na maioria dos casos, desadequadas para aproveitamentos de pequena queda.

4.2.1.1 Turbinas Pelton

São *turbinas de acção*, porque utilizam a velocidade do fluxo de água para provocar o movimento de rotação.

São constituídas por um disco circular, a *roda*, que leva montados na periferia uns *copos* ou *conchas*, sobre as quais incide, tangencialmente, um jacto de água, dirigido por um ou mais *injectores* distribuídos uniformemente na periferia da roda.

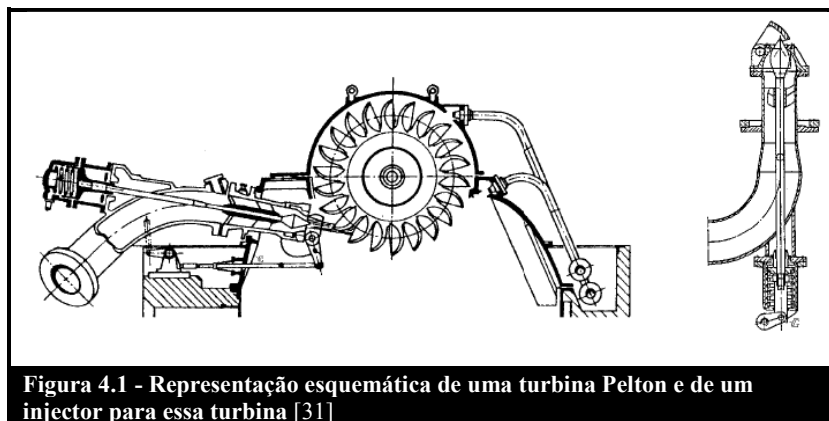



Figura 4.1 - Representação esquemática de uma turbina Pelton e de um injector para essa turbina [31]

O *injector*, através de uma válvula de agulha, regula o caudal de água que actua sobre a roda, e, dessa forma, regula a potência fornecida pela turbina.

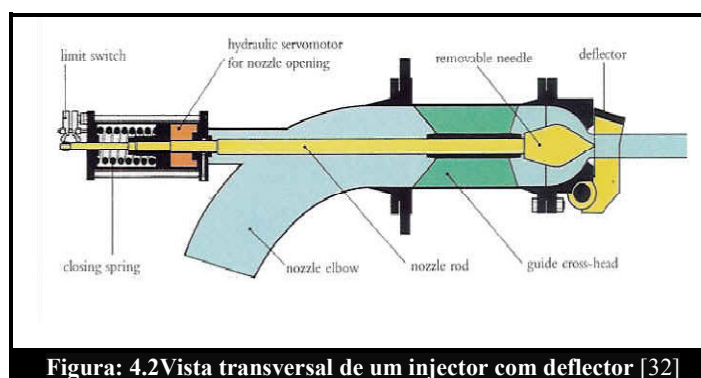



Figura: 4.2Vista transversal de um injector com deflector [32]

Esta turbina, que poderá ser de *eixo horizontal* ou *vertical*, é aplicada em aproveitamentos com caudais pequenos e altura de queda útil elevada.

Nos pequenos aproveitamentos hidroeléctricos costuma-se utilizar turbinas de eixo horizontal, porque assim utiliza-se um gerador de eixo horizontal (os mais comuns) que tem um custo menor. [31]

Em grandes aproveitamentos, este tipo de turbinas só é considerado para quedas superiores a 150 metros. No entanto em pequenos aproveitamentos, já são tidas em conta para pequenas quedas. Como exemplo tem-se que uma turbina Pelton de reduzido diâmetro, a alta velocidade de rotação é capaz de produzir 1KW num aproveitamento com uma queda inferior a 20 metros. [33]

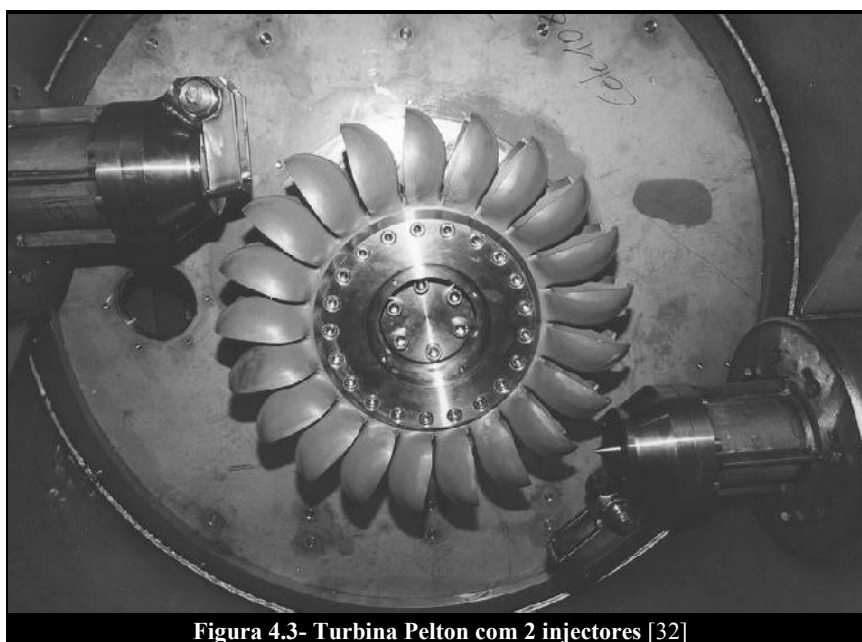



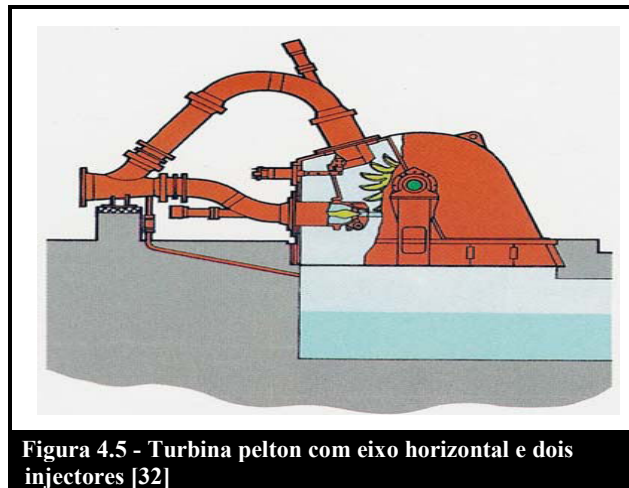
Figura 4.3- Turbina Pelton com 2 injectores [32]

Em termos de segurança de estruturas hidráulicas, este tipo de tecnologia mostra-se bastante eficiente. Em caso de necessidade de uma paragem de emergência da turbina, ex: perda súbita de carga, o jacto de água é redireccionado por um deflector impedindo assim que este atinja as conchas. A válvula de agulha nos injectores, pode ser então fechada, muito lentamente, de modo a que o aumento de pressão na conduta seja mantido dentro de níveis aceitáveis, tendo-se como valor de referência, um máximo de 1,15 vezes a pressão estática.

O rotor da turbina é usualmente acoplado directamente ao veio do gerador e deve ser mantido acima do nível de jusante.

A eficiência duma turbina Pelton com um injector é boa, para um caudal de 30 a 100% do caudal máximo, enquanto para uma de jactos múltiplos, já é eficiente a partir dos 10%. [33]

Figura 4.4 -Uma turbina Pelton no seu "local de trabalho" [34]

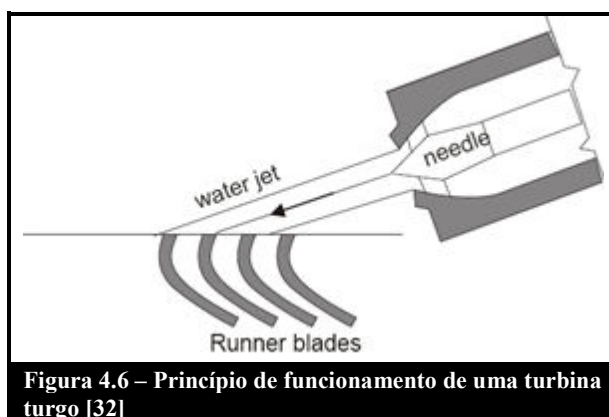
Figura 4.5 - Turbina pelton com eixo horizontal e dois injectores [32]

4.2.1.2 Turbinas Turgo

A turbina Turgo é muito semelhante a uma turbina Pelton, pelo que partilham o mesmo princípio de funcionamento.

No entanto apresentam diferenças ao nível das conchas e o jacto não incide na turbina de forma perpendicular, mas sim sob um ângulo típico de 20 graus.

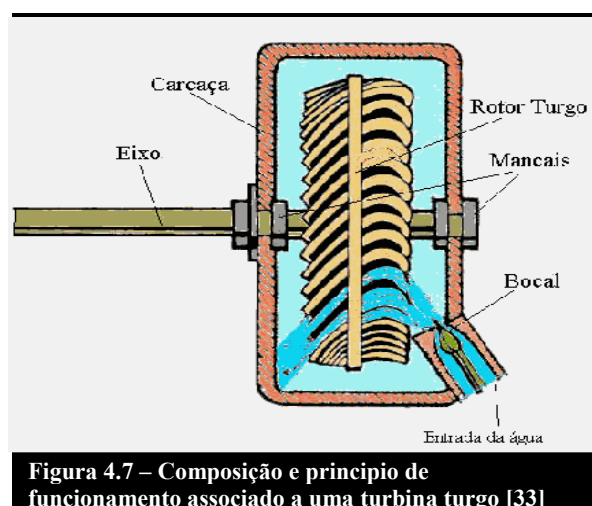
Neste tipo de turbina a água entra por um lado e sai pelo outro. Como consequência, o fluxo de admissão não se encontra limitado pelo fluido residual, que no caso das Pelton interfere com o jacto de admissão.

Assim sendo, para o mesmo nível de potência, é possível ter uma turbina Turgo com menor diâmetro do que uma Pelton, tendo no entanto que funcionar a uma maior velocidade de rotação.

Figura 4.6 – Princípio de funcionamento de uma turbina turgo [32]

As Turgo podem ser uma alternativa às Turbinas Francis (analisadas mais a frente), quando existe uma grande variação de fluxo ou no caso de ligação a longos canais adutores, visto que a existência de deflectores, ao impedir que a água proveniente dos jactos atinja a turbina, permite a paragem da mesma aquando a situação de perda súbita de carga. Se tal mecanismo não actuasse, o gerador assim como a turbina entrariam em velocidades excessivas, danificando-se o material.

No entanto, estas turbinas apresentam também certas desvantagens. Comparativamente com as Pelton, o seu valor de rendimento máximo é cerca de 5 a 6% inferior e são de fabrico mais complicado, pelo que as conchas ou canais são mais complexos, sobrepõem-se uns aos outros, e são mais frágeis.

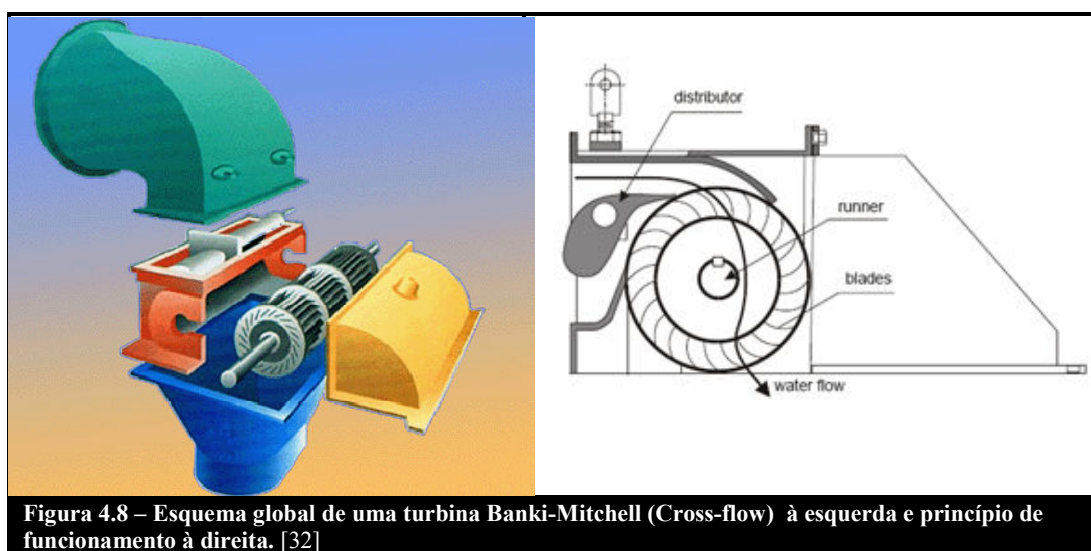
As Turgo estão também sujeitas a um carga substancial no eixo de rotação, o esforço do jacto causa uma reacção axial nos mancais para além do esforço radial normal. Isso provocará o uso de mancais de rolamentos auto compensadores ou mesmo de rolos cónicos ao invés dos simples rolamentos de esferas normalmente adoptados.

Figura 4.7 – Composição e principio de funcionamento associado a uma turbina turgo [33]

4.2.1.3 Turbinas de fluxo cruzado (Cross-flow)

As turbinas cross-flow podem também ser chamadas de Banki –Mitchell ou Ossberger.

Este tipo de turbina é usado principalmente na gama de baixas potências. O seu rendimento é inferior aos das turbinas de projecto convencional, mas mantém-se elevado ao longo de uma extensa gama de caudais. Esta característica torna-a adequada à operação num espectro largo de caudais.

Estas turbinas apenas apresentam veios horizontais e uma velocidade de rotação diminuta (de 60 a 600 rev/min), sendo frequente a necessidade de utilização de multiplicadores de velocidade entre elas e os geradores [8].

Figura 4.8 – Esquema global de uma turbina Banki-Mitchell (Cross-flow) à esquerda e princípio de funcionamento à direita. [32]

Para um mesmo caudal é possível aumentar o rendimento da turbina, através da criação de uma diferença de pressão (vácuo parcial), entre o canal de admissão e o canal de restituição da turbina.

Esta medida trás também vantagens na redução dos danos, causados pelo "*spray*", nos rolamentos de suporte do veio. O vácuo criado obriga o ar a circular pelos rolamentos, forçando a movimentação de alguma água residual para fora dos mesmos.

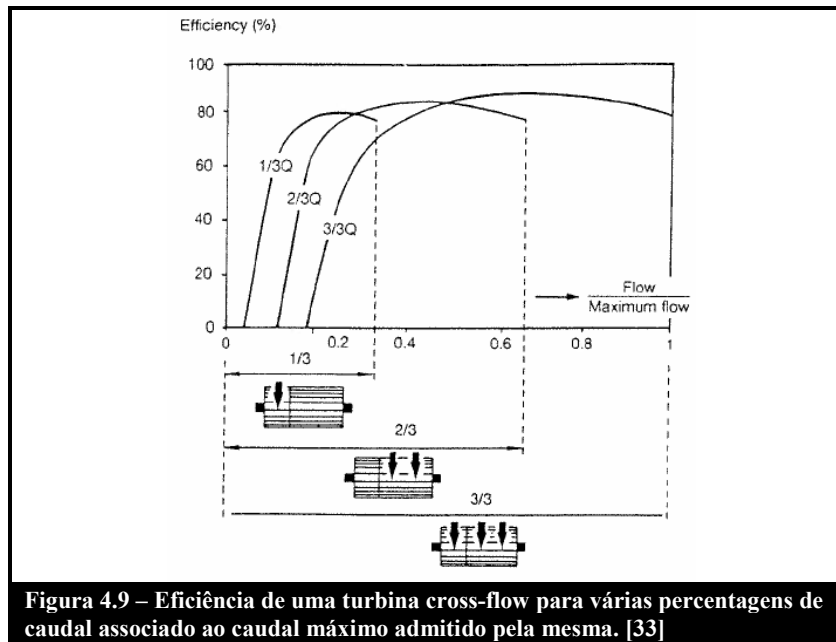
Devido à simetria de uma turbina cross-flow, o comprimento da mesma, pode ser, teoricamente, aumentado para qualquer tamanho, sem que altere qualquer das suas características hidráulicas. Assim, dobrando o tamanho da turbina, quase que se dobra a potência fornecida, para a mesma velocidade. Compreende-se assim que quanto menor for a queda, maior será o tamanho da turbina, e que se tornará mais compacta à medida que se refere quedas de maior nível.

No entanto existem limites para ambos os casos, se as laminas forem demasiado longas, tornar-se-ão flexíveis demais e rapidamente apresentarão fadiga nas junções. Se a turbina for compacta demais, em aproveitamentos de elevada queda, as perdas nos bordos da mesma afectarão o rendimento de forma significativa.

A eficiência de uma cross-flow depende da sofisticação do seu "*design*". Quando se recorre à criação de vácuo, todo o sistema fica obrigatoriamente mais caro pois torna-se necessário garantir que se mantém a diferença de pressão desejada.

Em máquinas mais sofisticadas alcançam-se eficiências na ordem dos 85 % e nas máquinas mais simples na ordem dos 60 a 75%.

A sua eficiência pode ser mantida elevada em situações de caudal parcial, até cerca de 50% do caudal. Para tal é necessária ou a inclusão de um dispositivo repartidor de caudal, que determina que partes da turbina são usadas ou através da orientação de um direccionador de caudal, que poderá fazer uma gestão do caudal que será turbinado. [33]

Figura 4.9 – Eficiência de uma turbina cross-flow para várias percentagens de caudal associado ao caudal máximo admitido pela mesma. [33]

Em conclusão é possível afirmar que esta maquina se torna bastante apelativa para aproveitamentos de pequena escala devido a dois motivos. Apresenta um "*design*" ajustado para uma vasta gama de quedas e potências, e são de fácil construção. Ao poderem ser implementadas recorrendo a técnicas simples de construção tornam-se uma solução interessante para países em desenvolvimento.

O seu "*design*" simples torna-a barata e fácil de reparar, especialmente no caso de o rotor ser danificado devido ao elevado stress mecânico a que é sujeito.

As turbinas cross-flow possuem uma baixa eficiência quando comparadas com outras turbinas, e a elevada perda de queda útil, devido ao espaço entre o rotor e a água a jusante. Estes factores devem ser tidos em conta quando se lida com quedas baixas ou médias. No caso de altas quedas as turbinas podem também sofrer problemas de fiabilidade, devido ao ainda mais elevado stress mecânico a que são sujeitas.

Representam então uma alternativa interessante para quando se possui água suficiente, necessidades de potência bem definidas e fracos poderes de investimento, como no caso de programas de electrificação rural.

4.2.1.4 "Positive Displacement Micro-Hydro Turbines"

Para aproveitamentos hidroeléctricos na condição de altas quedas e caudais extremamente baixos, são exigidas turbinas com velocidade específica muito baixa, sendo esta ainda mais baixa do que a baixas velocidades das convencionais turbinas de impulso, referenciando-se a turbina Pelton como a que apresenta a velocidade mais baixa.

Para este propósito, existem estudos de desenvolvimento dum tipo de turbinas chamado Positive Displacement Micro-Hydro Turbines, (PDT).

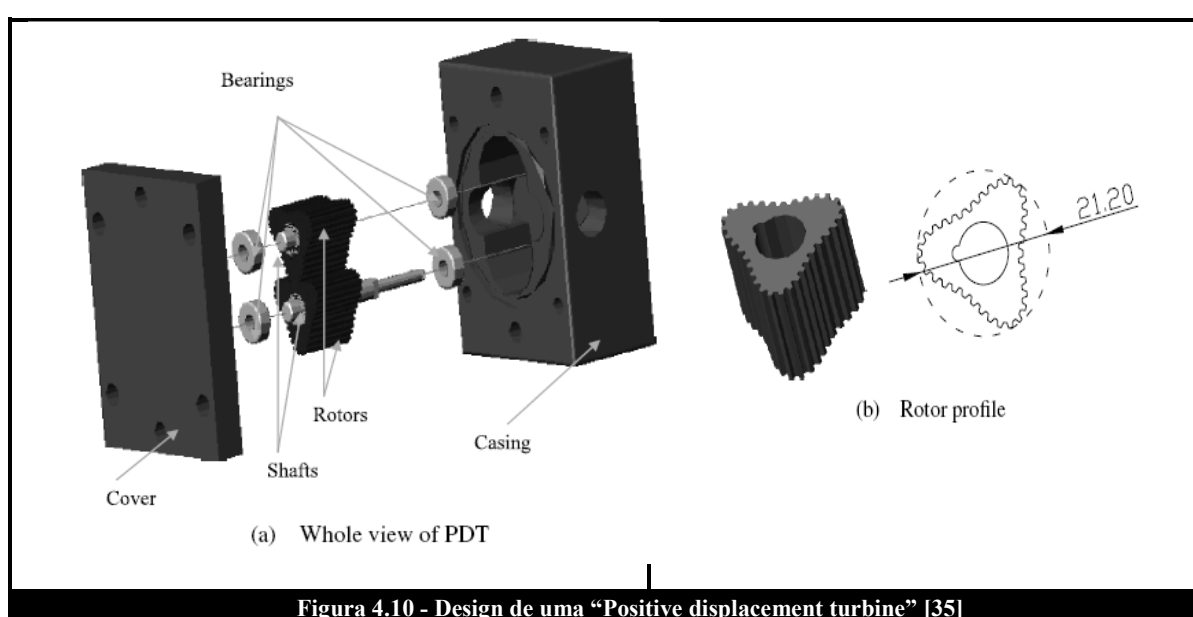



Figura 4.10 - Design de uma "Positive displacement turbine" [35]

De acordo com o artigo "Development of a Positive Displacement Micro-Hydro Turbine", [35] podem ser tiradas certas ilações acerca deste tipo de turbina numa instalação num sistema de alimentação de águas domésticas.

De acordo com os testes efectuados, em comparação com uma pequena turbina Turgo, a turbina que desenvolveram apresenta uma eficiência superior em 2,9 vezes.

O valor de rendimento obtido é de 72% quando opera com um caudal de 12L/min. numa queda de 37 metros, sendo no entanto estes valores referidos a uma turbina um pouco sobredimensionada para o sistema de teste, visto que deveria ser reduzido o seu tamanho quando introduzida num sistema real.

O binário de uma PDT é proporcional à queda e independente do caudal.

Estas turbinas são então consideradas adequadas para aproveitamentos micro – hidroeléctricos, em que seja requerida uma velocidade especifica muito mais baixa do que do que a habitual em turbinas de impulso.

4.2.2 Turbinas de reacção

As turbinas de reacção apareceram em princípios do século XIX. No ano de 1833 o engenheiro francês FOURNEYRON inventou a turbina que ficou com o seu nome, e que funcionava sempre submersa. HENSCHEL e JONVAL introduziram o tubo de aspiração, mas foi o engenheiro americano FRANCIS, que em 1849, inventou a turbina mista que leva universalmente o seu nome. [36]

Neste tipo de turbinas, a água circula entre as pás, variando a velocidade e a pressão. Esta, por não ser constante (menor à saída do que à entrada) obriga à variação da secção transversal aproveitando-se, assim, a energia da água, uma parte na forma de energia cinética e o resto na forma de energia de pressão.

Nas turbinas de reacção distinguem-se dois grandes grupos. As *turbinas radiais*, do tipo Francis, são turbinas adequadas para operação com condições intermédias de queda e de caudal. O outro grupo são as *turbinas axiais*, do tipo Kaplan e hélice, são indicadas para funcionamento sob queda baixa e caudais elevados. [8]

Em comparação com as *turbinas de acção*, as de *reacção* possuem alguns elementos comuns, como a câmara de entrada, o distribuidor, a roda móvel (rotor) e o difusor. No entanto o seu fabrico é mais sofisticado devido ao facto da alta qualidade nas lâminas. No entanto a despesa extra é compensada pela elevada eficiência e pelas altas velocidades de rotação obtidas em aproveitamentos de pequenas quedas e com máquinas relativamente compactas.

As *turbinas de reacção* possuem por norma uma velocidade específica elevada, advindo daí uma vantagem, visto que permitem o acoplamento directo ao gerador, tornando-se desnecessários os sistemas reguladores de velocidade.

Os elaborados processos construtivos tornam o recurso a estas turbinas menos apelativo para aproveitamentos de pequena escala em países em vias de desenvolvimento. No entanto devido à importância dos aproveitamentos de pequena queda, estão a ser feitos esforços no sentido de desenvolvimento de turbinas hélice de fácil construção.

As *turbinas de reacção* estão no entanto sujeitas ao fenómeno de cavitação, contribuindo para o decréscimo da sua eficiência se não forem tomadas medidas resolução.

4.2.2.1 Turbinas Francis

As turbinas Francis são *turbinas de reacção* porque o escoamento na zona da roda se processa a uma pressão inferior à pressão atmosférica. Esta turbina caracteriza-se por ter uma roda formada por uma coroa de aletas fixas, que constituem uma série de canais hidráulicos que recebem a água radialmente e a orientam para a saída do rotor numa direcção axial.

Os outros componentes desta turbina são a *câmara de entrada* (que pode ser *aberta* ou *fechada* com uma forma *espiral*); o distribuidor constituído por uma roda de aletas fixas, ou móveis, que regulam o caudal; e o tubo de saída da água.

A turbina Francis tem uma grande adaptabilidade a diferentes quedas e caudais. Emprega-se para quedas úteis superiores a vinte metros (20 m). Para valores inferiores da queda utilizam-se turbinas de caixa aberta. A queda útil pode ter grandes variações (60 % - 125 %) e o caudal também pode variar (40 % - 105 %) do valor nominal.

Figura 4.11 - Imagens de um grupo gerador associado a uma turbina Francis (esquerda) e uma turbina Francis de grande dimensão (direita) [7].

O distribuidor permite controlar a entrada da água na turbina e regular a potência, mantendo a velocidade constante; também permite fechar a admissão de água numa paragem da central. Nos pequenos aproveitamentos hidroeléctricos instalam-se turbinas Francis de eixo horizontal para um mais fácil acoplamento a geradores com construção normalizada [31].

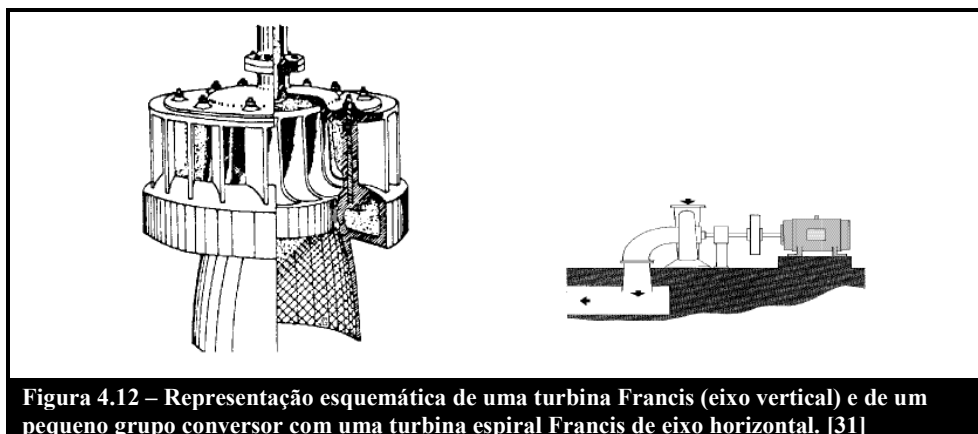
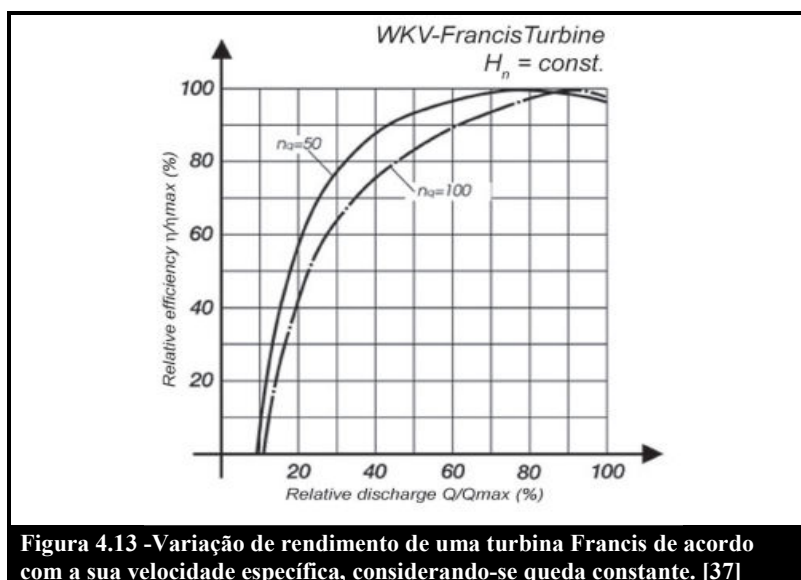
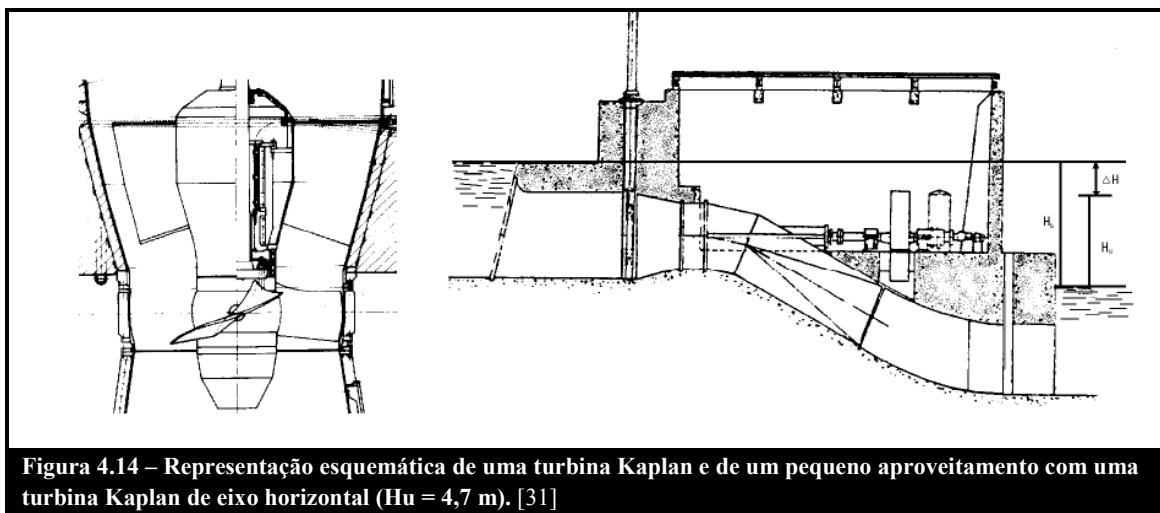
Figura 4.12 – Representação esquemática de uma turbina Francis (eixo vertical) e de um pequeno grupo conversor com uma turbina espiral Francis de eixo horizontal. [31]

As turbinas Francis, relativamente às Pelton, têm um rendimento máximo mais elevado, velocidades maiores e menores dimensões.

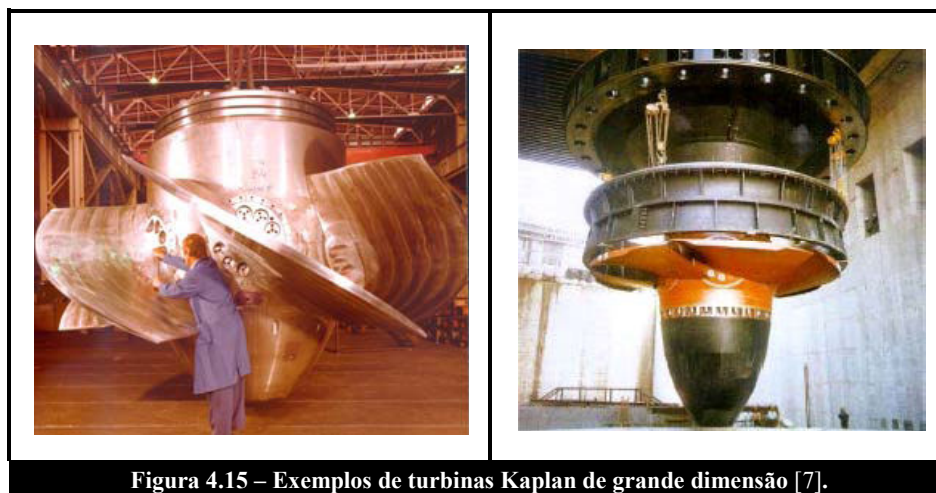
Figura 4.13 -Variação de rendimento de uma turbina Francis de acordo com a sua velocidade específica, considerando-se queda constante. [37]

4.2.2.2 *Turbinas Kaplan e Hélice*

São *turbinas de reacção*, adaptadas às quedas fracas e aos caudais elevados, que constam, essencialmente, de uma câmara de entrada (aberta ou fechada), de um distribuidor, de uma roda com quatro ou cinco pás, com uma forma de hélice. Se as pás são fixas a turbina é do *tipo hélice*. Se as pás são móveis (ajustáveis, ≈30°), o que permite variar o seu ângulo de ataque com um maquinismo de orientação que é controlado pelo regulador da turbina, a turbina é do *tipo Kaplan*.

Figura 4.14 – Representação esquemática de uma turbina Kaplan e de um pequeno aproveitamento com uma turbina Kaplan de eixo horizontal (Hu = 4,7 m). [31]

As turbinas Kaplan são reguladas quer através da acção do distribuidor quer com o auxílio da variação do ângulo de ataque das pás do rotor, o que lhes confere uma grande capacidade de regulação.

Utilizam-se para pequenas quedas, inferiores a trinta metros. A queda útil pode ter grandes variações (60 % - 140 %) e o caudal também pode variar (15 % - 110 %) do valor nominal. Esta maior versatilidade da turbina Kaplan implica um maior custo.

As turbinas hélice e Kaplan têm geralmente o eixo vertical, mas existem outras variedades construtivas com o eixo horizontal, com escoamento axial, como as *turbinas do tipo bolbo* [31].

Figura 4.15 – Exemplos de turbinas Kaplan de grande dimensão [7]**.**

4.2.3 A escolha das turbinas

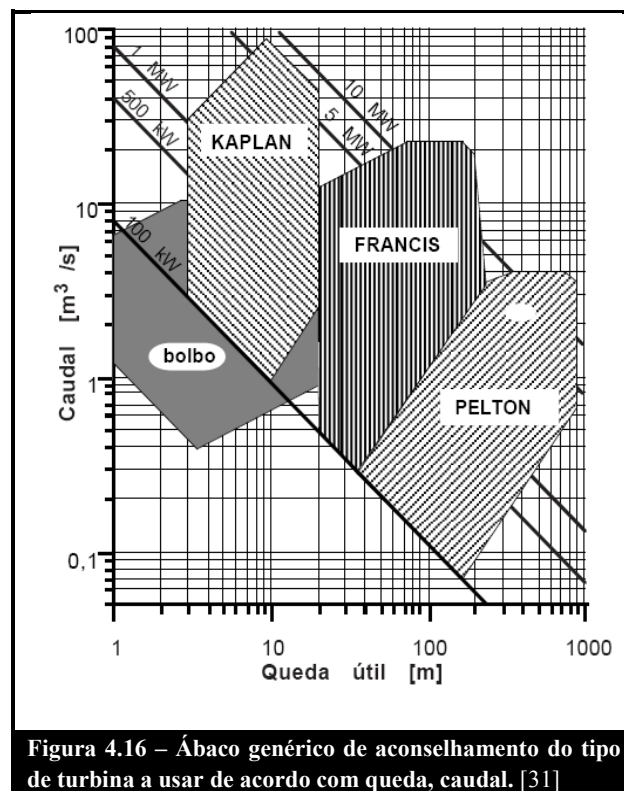
Os fabricantes de turbinas costumam apresentar ábacos ou diagramas em mosaico, onde estão representadas as áreas de aplicação dos diferentes tipos de turbinas que fabricam. Desta forma torna-se mais fácil a selecção de uma turbina para um determinado aproveitamento hidroeléctrico.

O projecto e o fabrico dessas turbinas baseia-se numa experiência acumulada. Actualmente, e no campo dos pequenos aproveitamentos hidroeléctricos, estes fabricantes tendem a fornecer o conjunto *turbina–gerador*, sob o pretexto que as unidades deverem ser compatíveis.

Como alguma da aparelhagem de regulação do sistema actua sobre as características de funcionamento da turbina, também propõe a venda dos sistemas de regulação e controlo da turbina.

A escolha da turbina é também crucial para o bom rendimento da central e deve ser feita de acordo com a interacção de 3 parâmetros: a altura útil da queda, o caudal e a potência do aproveitamento.

A Figura 4.16 ilustra uma tabela gráfica usada no aconselhamento de selecção de turbinas para pequenos aproveitamentos hidroeléctricos.

Figura 4.16 – Ábaco genérico de aconselhamento do tipo de turbina a usar de acordo com queda, caudal. [31]

Na escolha de uma determinada turbina, para além dos valores do caudal (Q) e da queda útil (Hu), podem ser considerados outros parâmetros. Normalmente este tipo de trabalho é executado pelo fabricante de turbinas que, em função dos dados relativos ao aproveitamento e de um conjunto de valores estatísticos relacionados com a sua anterior produção, selecciona o tipo de turbina, as características da máquina (velocidade de rotação do veio, *nt*), e as dimensões dos seus elementos constituintes (que se encontram relacionados por valores específicos do fabricante com os parâmetros do aproveitamento) dentro de uma gama normalizada.

No caso de turbinas Pelton, de um injector, poderia utilizar-se um diagrama como o representado na figura abaixo para determinar a velocidade específica da turbina a escolher.

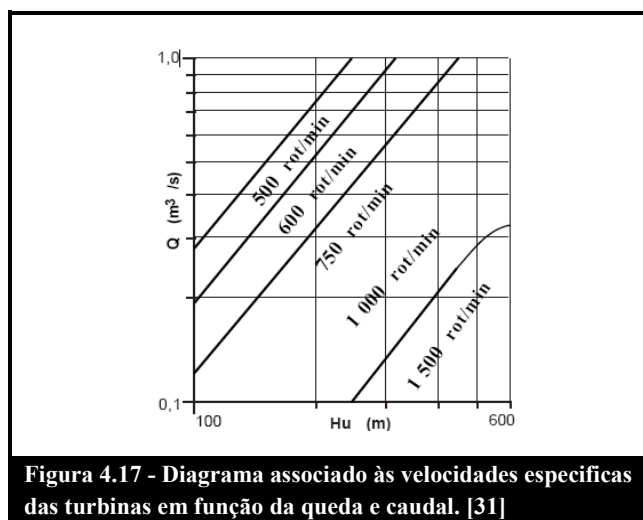
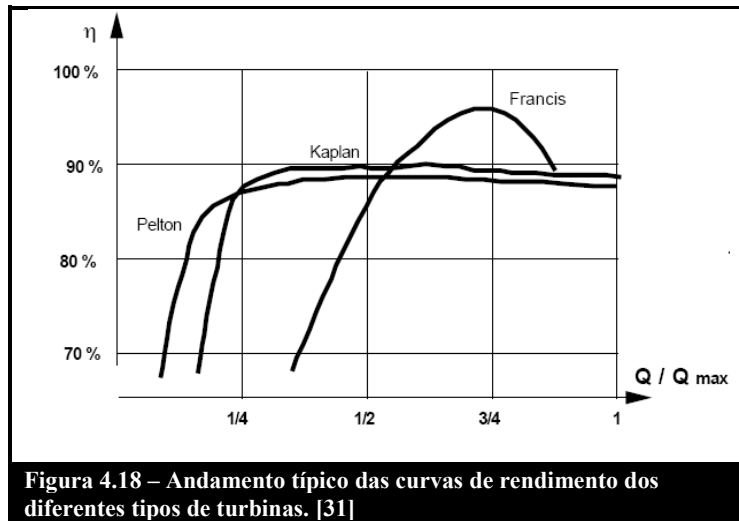



Figura 4.17 - Diagrama associado às velocidades especificas das turbinas em função da queda e caudal. [31]

Numa turbina ideal, sem peso e rodando sem atrito, a roda deslocar-se-ia a uma velocidade igual à da água. Não poderia mover-se mais depressa, porque assim estaria a bombear a água. Na realidade move-se um pouco mais lentamente. Assim, quando se retira a carga a uma turbina hidráulica e se alimenta a turbina com o caudal máximo, ela tende a aumentar a velocidade — a *embalar* — podendo atingir uma *velocidade de embalamento* de 1,8 vezes a velocidade nominal [31].

Nos pequenos aproveitamentos hidroeléctricos, quando a velocidade, que se pode obter no eixo da turbina é inconveniente para o accionamento do gerador eléctrico, intercala-se um *multiplicador* de velocidade.

A turbina hidráulica, devido ao seu princípio de funcionamento, tem perdas de energia, que são variáveis com o regime de carga. Esta situação é caracterizada por curvas de rendimento, que para cada tipo de turbina têm um andamento próprio.

Figura 4.18 – Andamento típico das curvas de rendimento dos diferentes tipos de turbinas. [31]

4.2.4 Potência e Rendimento

Os valores da queda útil e do caudal máximo turbinável irão servir para definição do valor da potencia útil instalada, que é obtida por:

$$P_u = \gamma \times H_u \times Q_{MT} \times \eta_t \quad \textbf{(4.1)}$$

Em que η_t, representa o rendimento global da turbina, H_u e Q_{MT} representam a queda útil e caudal máximo turbinável, respectivamente e γ corresponde ao peso específico da água que passa pela turbina, tendo por valor 9810 N/m^3 .

O conhecimento do valor do rendimento global da turbina, correspondente ao seu ponto de funcionamento nominal ou de regime máximo, será importante para definir o valor da potência útil máxima instalada e para o cálculo da potência mecânica que deverá apresentar o gerador.

O rendimento vária consoante a máquina, dependendo entre outros factores, do tipo de geometria e dimensões absolutas da máquina, assim como do cuidado posto no fabrico da roda, distribuidor e outros órgãos de controlo que interferem com o escoamento.

Quando da escolha de um determinado tipo de turbina, a análise comparada dos valores dos rendimentos apresentados pelos vários construtores constitui um importante factor de decisão.

No entanto, para a fase de ante-projecto, quando ainda está por definir o tipo de máquina a usar, poder-se-á obter uma estimativa da potência obtida pela consideração de um valor médio do rendimento dado para cada tipo de turbinas em análise.

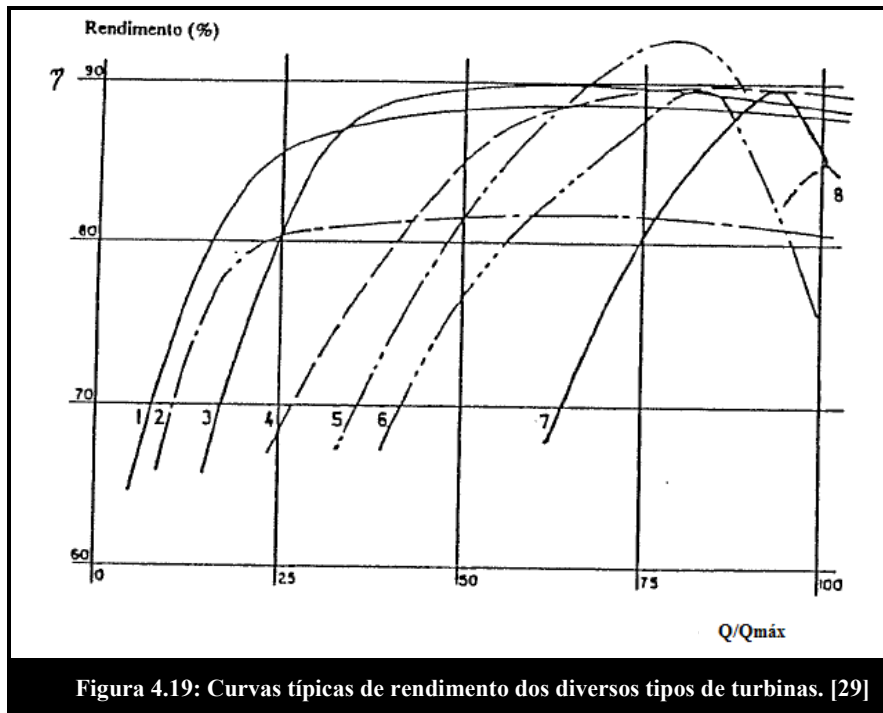
4.2.4.1 Análise do rendimento – Sua variação quanto ao tipo de turbina

Uma turbina apresenta um valor máximo de rendimento para um determinado ponto de funcionamento, ou seja, escolhida a velocidade de rotação, para um dado par de valores Q e H_u, procurar-se-á que o grupo escolhido seja tal que esse par de valores corresponda à situação de regime nominal, em que a queda útil seja o valor tomado para a definição da potência máxima instalada, e o caudal correspondente ao valor do caudal máximo turbinável considerado.

Tal será conseguido se a turbina tiver sido projectada para funcionar de um modo "perfeito" para esse ponto de funcionamento, apresentando para essa combinação de valores de caudal e quedas, as menores perdas de eficiência, conduzindo portanto, ao valor máximo do rendimento.

Contudo a necessidade das acções de regulação irão, conjuntamente com a variação natural do caudal afluído e da queda, obrigar a que a turbina trabalhe para pontos de funcionamento distintos do regime, vindo assim apresentar, para essas situações, valores de rendimento inferiores ao seu máximo valor.

Cada fabricante apresenta, para a gama de turbinas por ele produzidas, curvas de rendimento que evidenciam uma evolução semelhante à apresentada na Figura 4.19.

Figura 4.19: Curvas típicas de rendimento dos diversos tipos de turbinas. [29]

Como legenda, referem-se as turbinas: **1-** *Pelton*; **2-** *Banki*; **3-** *Kaplan com dupla regulação*; **4 –** *Semi-Kaplan*; **5-** *Francis*; **6-** *Hélice com distribuidor móvel*; **7-** *Hélice com distribuidor fixo*; **8-** *Bomba invertida*.

Torna-se fácil concluir que distintos tipos de turbinas apresentam evoluções de rendimento substancialmente diferentes.

A turbina Kaplan apresenta para o caudal máximo o rendimento mais elevado, mas a turbina Pelton destaca-se por apresentar uma curva de rendimentos muito plana com um decaimento significativo apenas para valores do caudal relativo inferiores a aproximadamente 20%.

A turbina Kaplan, de igual forma, apresenta uma elevada gama de utilização, em que o rendimento apenas se torna inferior a 80% para valores do caudal relativo inferiores a 25%. Por seu turno, as turbinas Francis apresentam bons rendimentos máximos com gamas de utilização de dimensão apreciável.

Para cada turbina, as características de eficiência e de ordem mecânica indicam a paragem do grupo para valores do rendimento abaixo de um dado valor crítico que correspondem a um valor mínimo caudal turbinável.

4.2.5 Quadro Síntese:

Tabela 4.2 – Quadro síntese de características e aplicações dos diversos tipos de turbinas [7]

Turbinas de acção	
Pelton	- São classificadas como turbinas de acção por possuírem a característica de transformar a energia cinética no jacto injector.
	- O uso é adequado para locais onde haja altas quedas e pequeno caudal.
	- Apresenta bons rendimentos onde há grande variação de carga, podendo ser operadas entre 10 e 100% de sua potência máxima.
Banki–Mitchell ou Cross-Flow	-O seu rendimento é inferior aos das turbinas de projecto convencional, mas mantém-se num valor elevado ao longo de uma extensa gama de caudais.
	- De tecnologia bastante simples requer poucos equipamentos para o seu fabrico e manutenção.
	- O seu campo de aplicação atende quedas de 3 a 100 metros, vazões de 0,02 a 2,0 m3/s e potência de 1 a 100 kW.
	- Devido à sua facilidade de padronização pode apresentar rotações específicas entre 40 e 200 rpm.
Turbinas de reacção	
Kaplan e Hélice	- As turbinas de hélice não são reguláveis, este tipo de turbinas permite pouca variação no caudal apenas controlado pelo distribuidor).
	- As Kaplan são reguláveis, esta regulação pode ser dupla, mobilidade das pás da roda e do distribuidor.
	- Usadas para grandes caudais e baixas quedas
	- Dificuldade de dimensionamento e custo de fabrico elevado.
Francis	- São turbinas adequadas para operação com condições intermédias de queda e de caudal.
	- É a turbina de maior uso em quedas e caudais médios.
	- Apresentam um alto rendimento (80% a 90%), tanto mais alto quanto maior for a potência
	- Esta turbina pode ser instalada em caixa espiral (média quedas, acima de 10 m), ou em caixa aberta (baixa queda, abaixo de 10 m).

4.3 Pumps as Turbines [PAT] – Funcionamento de Bombas como Turbinas

Em situação de micro centrais com potência máxima diminuta poder-se-á recorrer à utilização de bombas hidráulicas que irão funcionar como turbinas.

O funcionamento como turbina será possível aquando do funcionamento em paralelo com uma grande rede, dado o motor assíncrono funcionar como gerador assíncrono quando imposto a rodar a uma velocidade superior à velocidade síncrona.

A ligação de uma unidade com estas características a uma rede em funcionamento isolado obrigará a acção de regulação de potência e, dada a impossibilidade, em muitos aproveitamentos, de desenvolver acção de regulação hidráulica tradicional, será necessário o recurso a uma regulação electrónica com dissipação de energia [33] e [29].

As características de funcionamento da unidade como turbina dependerão das características da bomba centrífuga em causa, tornando necessária a definição dos pontos de funcionamento óptimo como turbina e de caudal mínimo turbinável. Geralmente, o rendimento máximo no funcionamento como turbina acontece para caudal e queda de cerca 40 % superiores aos valores para o ponto de funcionamento como bomba.

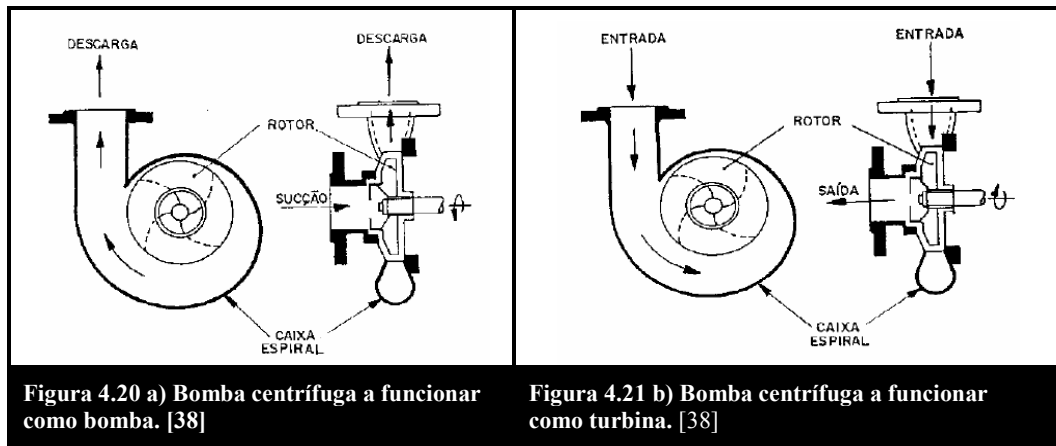
A utilização de um grupo electrobomba normalizada como turbina traz como principal vantagem o baixo custo, que advêm do facto da sua produção em massa. Outra vantagem será a reduzida dimensão do grupo, assim como a sua montagem em monobloco evitando os problemas de alinhamento entre a turbina e o gerador.

Em geral as PAT são mais apropriadas para locais com quedas médias, que normalmente requerem uma turbina Pelton, com multi-jactos e de baixa velocidade específica, ou então uma pequena cross-flow.

Para potências abaixo dos 10 KW, o custo de uma PAT é significativamente mais baixo que uma cross-flow ou Pelton se a queda for inferior a 30 metros. [29]

Na Figura 4.20, apresenta-se o funcionamento de uma bomba centrífuga como bomba e como turbina. No caso do funcionamento como bomba, mostrado na Figura (a), o líquido entra na sucção a baixa pressão, transforma energia de velocidade em pressão através do rotor, saindo pela descarga. No funcionamento como turbina, mostrado na Figura (b), o líquido entra com energia de pressão, acciona o rotor em reverso e sai com baixa pressão.

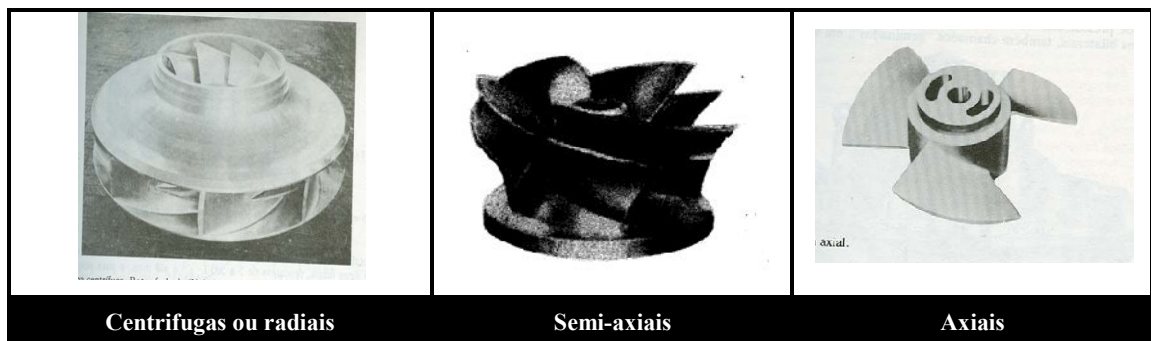
Figura 4.20 a) Bomba centrífuga a funcionar como bomba. [38]

Figura 4.21 b) Bomba centrífuga a funcionar como turbina. [38]

4.3.1 Bombas rotodinâmicas – Constituição

As turbinas-bombas rotodinâmicas enquadram-se também na família das turbomáquinas hidráulicas. Estas, tal como as turbinas, podem-se classificar em:

- Turbinas-bombas Hélico-centrípetas ou Radiais-axiais
- Turbinas-bombas axiais
- Turbinas-bombas mistas

Tabela 4.3 - Tipos de impulsores de bombas [39]

Centrifugas ou radiais	Semi-axiais	Axiais

As transformações de energia ocorridas no seio da máquina hidráulica acontecem na interacção de duas partes principais das bombas e turbinas-bombas: o impulsor, ou roda e o corpo da bomba:

O impulsor ou roda é a parte giratória da bomba que recorre à força centrífuga para modificar a direcção das trajectórias líquidas e converter a energia mecânica em energia cinética.

O corpo da bomba, que pode ser denominado por:

Voluta, quando a sua forma é estudada de maneira a manter constante a velocidade de saída em torno do impulsor e a reduzir a velocidade na secção de saída;

Ou distribuidor, caso possua secção constante, concêntrica com a roda, neste caso dotada de pás fixas que orientam o escoamento e reduzem a velocidade do líquido.

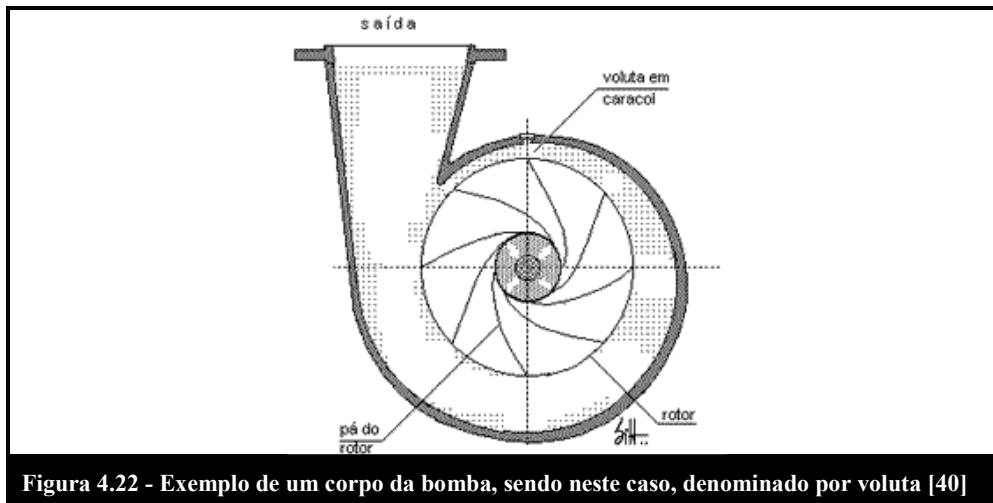



Figura 4.22 - Exemplo de um corpo da bomba, sendo neste caso, denominado por voluta [40]

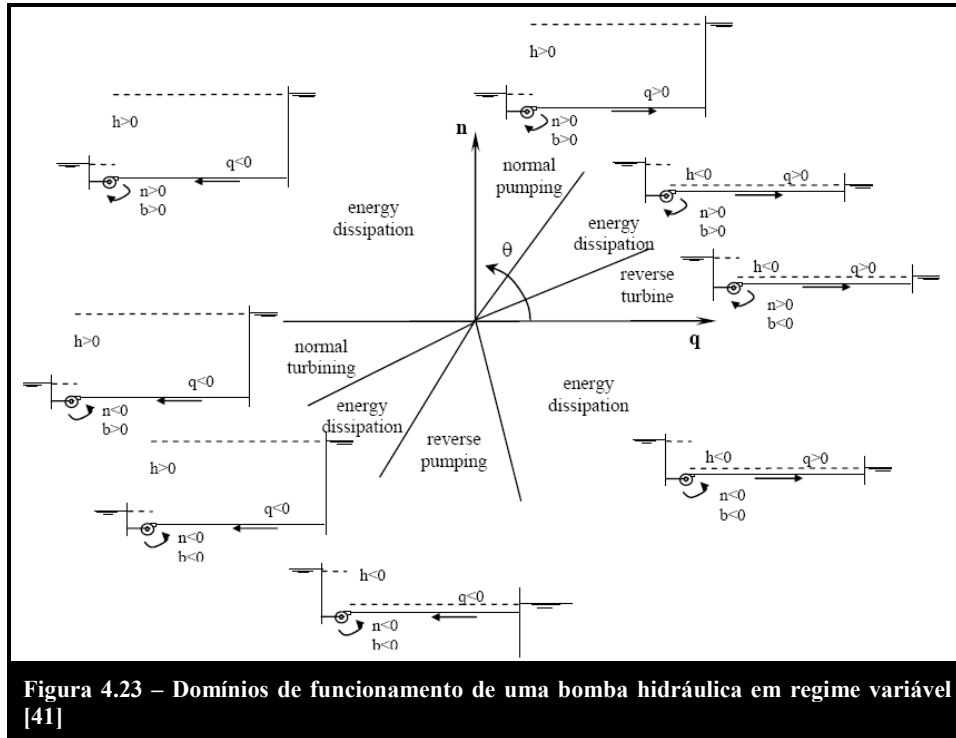
4.3.2 Regimes de Funcionamento de uma Turbomáquina Hidráulica

Um tipo de representação sugestivo dos diferentes regimes de funcionamento de uma turbomáquina hidráulica, incluindo também as rotações no sentido negativo, é o que corresponde à utilização de um diagrama cartesiano, no qual se assinalam velocidades de rotação " *n* ", em função dos caudais " *q*", considerando como parâmetro das diferentes famílias de curvas a representar, a altura de elevação " *h*" e o momento resistente "*b*".

As curvas obtidas através das relações entre estas quatro variáveis são identificadas pelas curvas características da bomba e as condições avaliadas referem-se ao ponto de rendimento óptimo. Isto é, os parâmetros *n*, *q*, *h* e *b* usados são adimensionais e definem-se da seguinte forma:

$$n = \frac{N}{N_R}; q = \frac{Q}{Q_R}; h = \frac{H}{H_R}; b = \frac{T_G}{T_{GR}} \qquad \textbf{(4.2)}$$

Os sinais de *n* e *q* definem quatro quadrantes e por sua vez os sinais de *h* e *b* identificam diferentes regimes de funcionamento da turbomáquina. Na Figura 4.23 delimitam-se os diferentes domínios representativos dos principais regimes de funcionamento da turbomáquina hidráulica.

Figura 4.23 – Domínios de funcionamento de uma bomba hidráulica em regime variável [41]

Nas circunstâncias anteriormente citadas, em que o regime de funcionamento se assemelha ao de uma turbina-bomba, a representação que traduz a variação da altura de elevação com o caudal deverá estender-se ao terceiro quadrante, como aliás é visível na figura anterior.

Neste, tanto o escoamento do fluido, como a rotação do impulsor, dão-se no sentido do turbinamento. Desta forma, o motor assíncrono da bomba, que na situação de bombagem normal cedia energia ao fluido, funciona agora como gerador assíncrono a uma velocidade superior à velocidade síncrona, absorvendo a energia mecânica proveniente da rotação do veio e transformando-a em energia eléctrica.

As condições de funcionamento do protótipo são obtidas a partir da base de dados do fornecedor recorrendo a relações homólogas. Nestas relações, o ângulo teta – θ, define a zona de funcionamento da bomba e é representado pela seguinte equação:

$$\theta = \frac{n}{q} \qquad \textbf{(4.3)}$$

Este ângulo cobre todos os regimes de funcionamento possíveis (0º e 360º). Ao regime de turbinamento normal corresponde um intervalo de ângulos teta compreendidos entre 180º e sensivelmente 210º.

4.3.3 Análise do rendimento de turbomáquinas hidráulicas

4.3.3.1 Rendimento expectável da turbina-bomba

O rendimento global de uma turbina de reacção varia, entre outros factores, consoante o grau de abertura do distribuidor devido às perdas de carga originadas pela turbulência que se gera na passagem do fluido, desde a entrada na turbina até à sua roda. O distribuidor é o órgão da turbina que conduz o fluido, de modo adquado para que este ataque a roda em condições que minimizem as perdas de carga e tornem possível a transferência de energia cinética e de pressão máximas. Portanto, a especificação de uma turbina inclui geralmente uma curva que nos mostra a variação do rendimento com o grau de abertura do distribuidor.

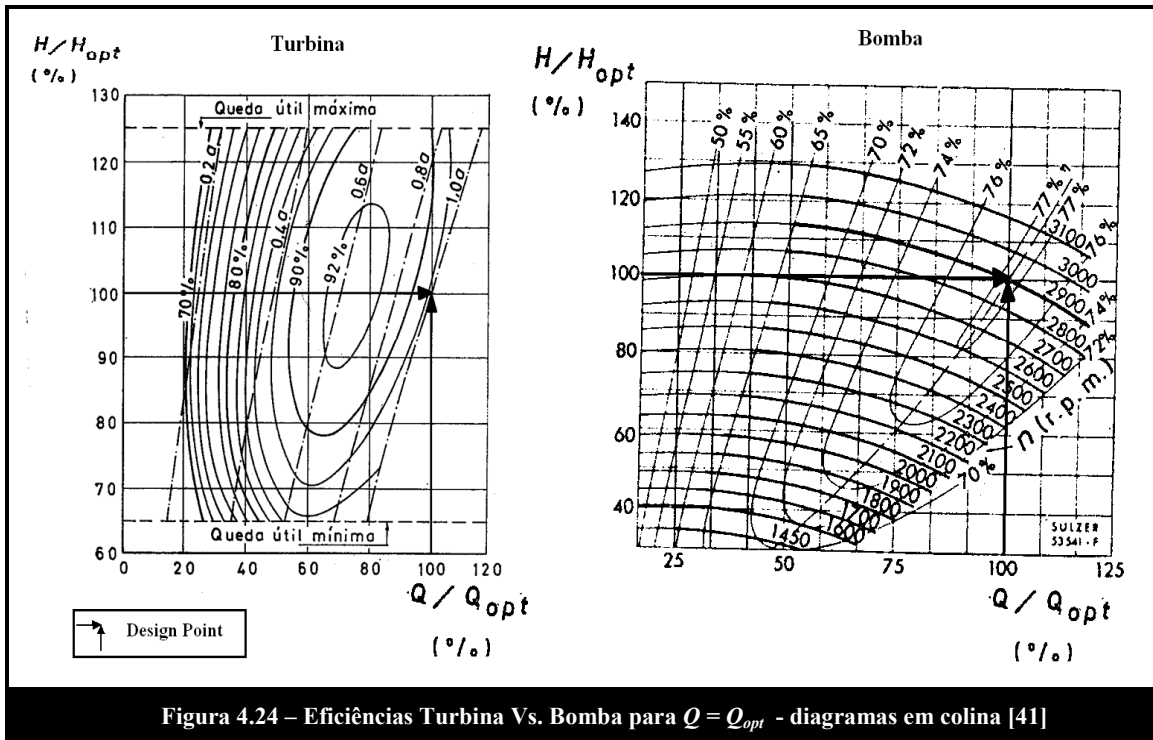
No entanto, no caso de uma bomba a funcionar como turbina, como não existe distribuidor, a capacidade de regulação da velocidade do fluido no ataque à roda é impossível. Com efeito, o rendimento global de uma turbina-bomba variará, consoante o caudal turbinado admitindo que a variação da queda não é relevante face à influência da variação dos caudais.

O gráfico da Figura 4.24 é válido para a turbina-bomba, em que q será uma percentagem do valor do caudal máximo – $q_{máx}$ aduzido e consequentemente turbinado no reservatório de jusante.

Contudo é necessário ter em atenção que o ponto de melhor eficiência das turbinas-bombas, quando a turbinar, geralmente não ocorre para a total abertura do distribuidor, como aliás é visível na Figura 4.24.

O exemplo ilustrado mostra que o ponto de rendimento óptimo de uma bomba ocorre para um valor de caudal igual ao caudal máximo bombeado. No entanto, no caso de uma turbina, para a situação de plena abertura do distribuidor, ou seja, para um valor de caudal igual ao

caudal máximo bombeado, o rendimento expectável é inferior ao óptimo que, por sua vez, acontece para uma relação de Q/Q_{opt} aproximadamente igual a 80%.

Figura 4.24 – Eficiências Turbina Vs. Bomba para $Q = Q_{opt}$ - diagramas em colina [41]

Como tal, para se estimar de forma correcta a potência útil desenvolvida pela turbina-bomba, é necessário converter o rendimento da turbina-bomba quando a bombear para o respectivo rendimento quando a turbinar. Para isso deve-se multiplicar o rendimento óptimo da bomba, pelo factor de conversão, usualmente dado nos catálogos do fornecedor e aqui designado por – C_R.

Assim, se a nossa bomba apresentar um rendimento – η_b, o rendimento dessa mesma bomba a funcionar como turbina – η_{tb} será dado por:

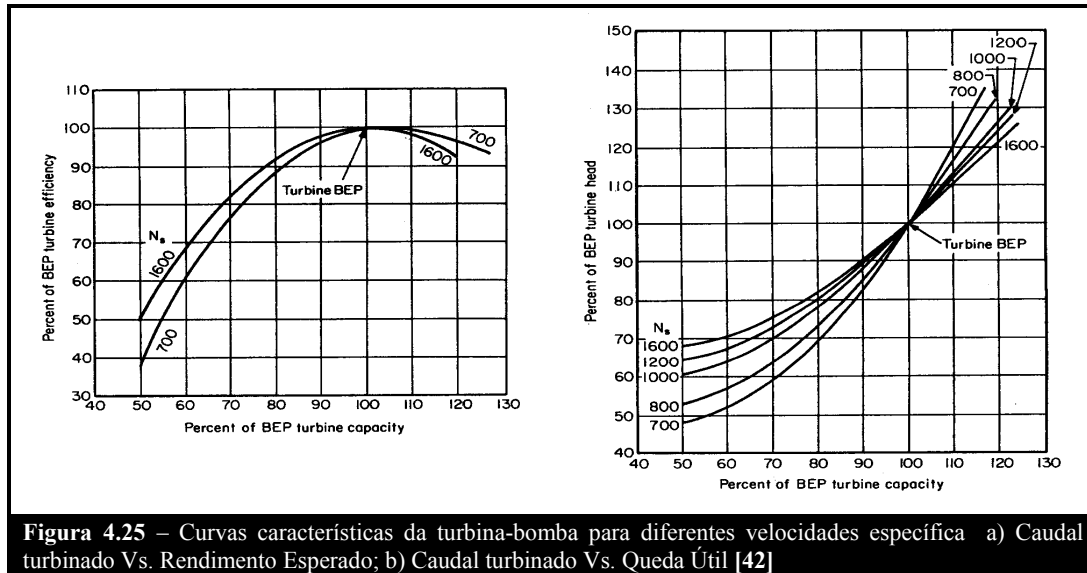
$$\eta_{\text{tb}} = \eta_b \times C_R \quad \textbf{(4.4)}$$

Como geralmente o intervalo de valores de C_R varia entre 0,92 e 0,99, o rendimento expectável de se registar numa turbina-bomba quando a trabalhar como turbina será sempre inferior a quando a funcionar como bomba, o que vai de encontro ao anteriormente citado.

Na maior parte dos casos, os fabricantes de bombas consideram os factores de conversão como informação prioritária. Sempre que nos são facultados estes dados é possível prever a

performance da turbina-bomba sob diferentes condições de funcionamento com o auxílio de gráficos, como o representado na Figura 4.25 se desenham as curvas características da turbina-bomba para diferentes velocidades específicas, mas velocidade de rotação constante.

Importa salientar que as inicias "BEP" indicam o ponto de rendimento óptimo da turbomáquina.

Figura 4.25 – Curvas características da turbina-bomba para diferentes velocidades específica a) Caudal turbinado Vs. Rendimento Esperado; b) Caudal turbinado Vs. Queda Útil **[42]**

Com estas referências torna-se mais prático determinar o rendimento e a queda útil correspondentes a uma determinada percentagem de caudal turbinado, relativamente àquele que seria turbinável no ponto de rendimento óptimo da turbina-bomba (Percent of BEP turbine capacity).

5 Potencial energético em sistemas de abastecimento e drenagem

No presente capitulo, é feita uma abordagem ao potencial energético existente nos sistemas de abastecimento de abastecimento de águas e de drenagem. Pretende-se efectuar uma análise acerca de conceitos importantes que permitem compreender melhor os parâmetros que regem este tipo de sistemas.

5.1 Aproveitamento do excesso de energia disponível no sistema

Os sistemas adutores e / ou de distribuição de água, com excesso de energia ou carga hidráulica, necessitam do controlo da pressão através de estruturas ou órgãos hidráulicos dissipadores que provoquem o abaixamento da linha piezométrica.

A limitação da pressão no interior de condutas ou sistemas hidráulicos prende-se essencialmente com factores de ordem económica e de segurança do respectivo equipamento.

Assim, para a uniformização e controlo da pressão, recorre-se à divisão da rede em zonas por patamares de pressão, através de reservatórios ou válvulas redutoras de pressão (VRP).

Atendendo a que estes sistemas representam basicamente sistemas dissipadores de energia em excesso, tornar-se-á viável a substituição de VRP por micro turbinas ou bombas a funcionar como turbinas?

Para uma melhor compreensão do assunto, far-se-á uma pequena explicação acerca do dimensionamento dum sistema adutor e características de funcionamento.

5.2 Conceitos Gerais de dimensionamento

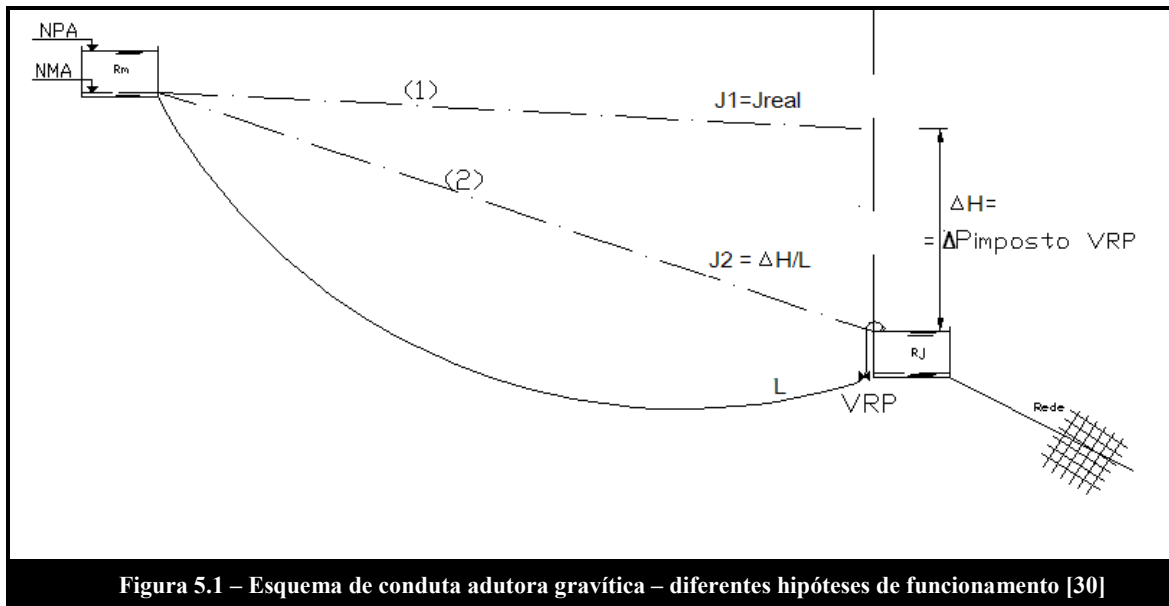
O dimensionamento hidráulico das condutas adutoras assenta na definição do caudal de cálculo e na determinação da secção mais económica. Para este objectivo torna-se necessário conhecer qual o volume de cálculo a aduzir (geralmente o volume diário médio do mês de maior consumo), o modo de quantificar as perdas de carga e os limites admissíveis da velocidade de escoamento no interior da conduta.

Em relação à velocidade, é usualmente tido em conta um valor máximo de 1,5 m/s, valor que é normalmente considerado aceitável. No que respeita aos valores mínimos, é habitual procurar garantir um valor mínimo de 0,3 m/s, de modo a evitar o depósito de materiais de pequena dimensão arrastados com o escoamento.

O diâmetro é determinado, depois de escolhido o material a utilizar, partindo de um conjunto de diâmetros comerciais que se enquadrem dentro dos limites de velocidade máxima e mínima anteriormente definidos. Isto é, a velocidade máxima obriga a um diâmetro mínimo enquanto que o diâmetro máximo é imposto pela velocidade mínima. A opção por um deles resulta da conjugação do caudal de cálculo com o diâmetro comercial que conduz ao aproveitamento máximo da velocidade e à solução técnica e economicamente mais vantajosa, desde que se verifiquem as condições de pressão adequadas.

A verificação de tais condições de pressão é concretizada à custa da quantificação dos correspondentes valores ao longo do traçado (em perfil) da conduta e, em particular, no seu extremo de jusante, quer este seja a entrada de um reservatório ou outro qualquer órgão, de modo a que tais valores se enquadrem nos limites de resistência mecânica possível para a conduta em causa.

Na apresenta-se, em esquema, dois possíveis funcionamentos hidráulicos.

Figura 5.1 – Esquema de conduta adutora gravítica – diferentes hipóteses de funcionamento [30]

Antes de mais importa apresentar a noção de linha piezométrica. Esta linha representa, em cada ponto da conduta, a energia potencial do escoamento e pode ter como referência o nível médio das águas do mar ou outro qualquer ponto por nós escolhido, como por exemplo, o ponto mais baixo da conduta.

O funcionamento hidráulico representado pela linha piezométrica (2), em que a perda de carga unitária – j_2 tem valor igual à razão da diferença de cotas entre os reservatórios de montante e jusante – *Rm* e *Rj* respectivamente, e o comprimento da conduta. Esta conduz a um diâmetro teórico mínimo que origina velocidades máximas muito superiores à admissível. Como tal, terá de ser encontrado outro tipo de funcionamento hidráulico cujas condições de funcionamento estejam dentro dos limites admissíveis.

Surge então a linha piezométrica (1) que, por imposição das condições de pressão à entrada do reservatório de jusante (ΔPimposto VRP), possui uma perda de carga unitária – j_{real} ajustada às velocidades admissíveis do escoamento no interior da conduta.

Daqui importa sublinhar que, num escoamento por gravidade em que se dispõe de um desnível excessivo, quando numa determinada secção da adutora, em particular à entrada do reservatório de chegada, se pretender reduzir a pressão de forma a não exceder, para jusante, um valor determinado, eventualmente a pressão atmosférica, é necessário recorrer à utilização de Válvulas Redutoras de Pressão.

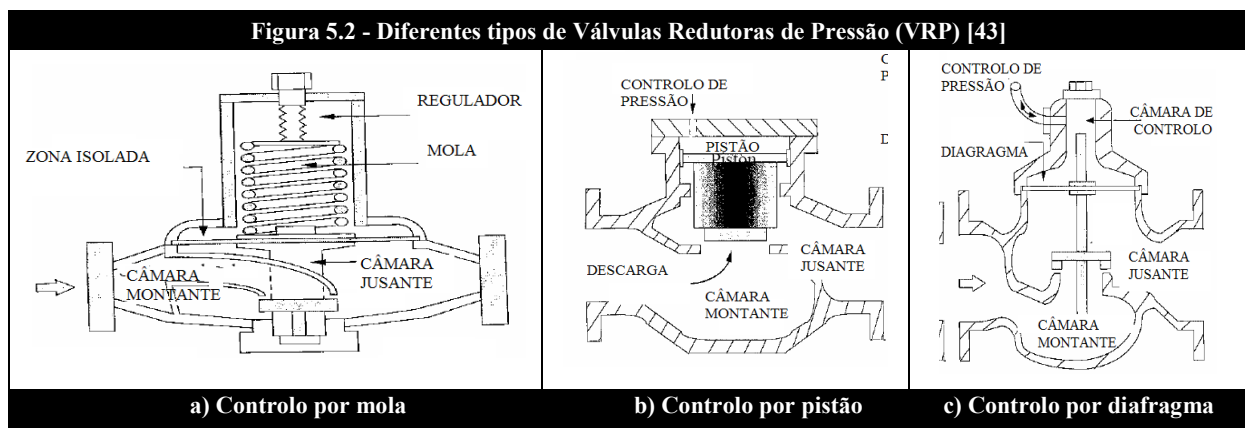
Resumidamente, em sistemas de distribuição de água em “alta”, as válvulas redutoras de pressão funcionam como dispositivos de dissipação de energia que tem como finalidade

principal o controlo da pressão através do seu abaixamento numa zona localizada, geralmente à entrada do reservatório de jusante.

5.3 Aspectos Gerais de funcionamento das válvulas redutoras de pressão

As válvulas redutoras de pressão, como as representadas na Figura 5.2, destinam-se a baixar os níveis piezométricos a jusante das secções das condutas em que se situam e a mantê-los sensivelmente constantes, desde que as cotas piezométricas a montante se mantenham superiores àquelas para que as válvulas foram reguladas.

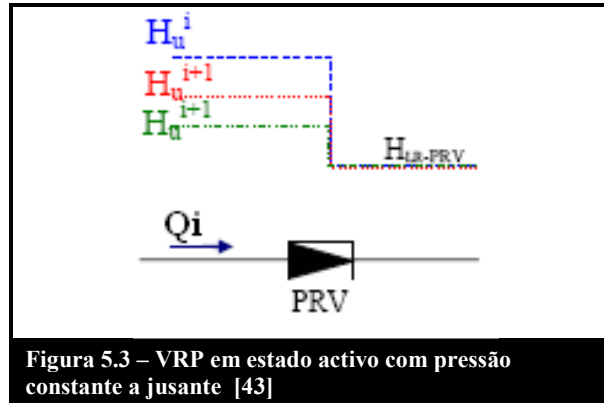
Figura 5.2 - Diferentes tipos de Válvulas Redutoras de Pressão (VRP) [43]

a) Controlo por mola **b) Controlo por pistão** **c) Controlo por diafragma**

O funcionamento das VRP pode ser caracterizado por três estados:

- **Estado activo** – a pressão a montante da VRP é maior do que a jusante fruto, da perda de carga imposta pela VRP;
- **Estado passivo** – quando a pressão de montante é inferior à pressão de referência da VRP, o dispositivo que origina a perda de carga abre totalmente, provocando o aumento da pressão a jusante da VRP. Neste caso a VRP não tem qualquer influência nas características do escoamento;
- **Estado passivo** (válvula fechada) – se a pressão de a jusante da VRP for superior que à mesma a montante, a válvula fecha totalmente e passa a funcionar como uma válvula de seccionamento.

Considerando apenas o estado activo, existem vários tipos de funcionamento, mas para o tipo de análise pretendido efectuar neste momento, apenas interessa o tipo em que se verifica uma pressão constante a jusante da VRP, pressão por ela imposta.

A válvula reduz e estabiliza a pressão no reservatório de jusante para valores atmosféricos, mantendo, ao mesmo tempo a pressão a montante constante e igual à de referencia da VRP para qualquer que seja o valor de caudal aduzido (Qi) e cota Piezométrica ((H_u^i, H_u^{i+1}, etc.) a montante da mesma.

Figura 5.3 – VRP em estado activo com pressão constante a jusante [43]

5.4 Escolha do tipo de turbina em função do circuito hidráulico

Estudos levados a cabo pelo laboratório de hidráulica do departamento de engenharia civil do Instituto Superior Técnico de Lisboa, levam a crer que a colocação de turbinas neste tipo de sistemas assume-se como solução geralmente bem aceite, visto que torna possível os dois objectivos pretendidos, o de controlo do sistema de abastecimento de água e o de produção eléctrica a partir de fontes renováveis.

Assim sendo torna-se importante saber qual o tipo de turbina a empregar para cada caso. Deste modo para além de todas a características mecânicas explicadas anteriormente torna-se também necessário ter em conta o tipo de circuito hidráulico que esta irá integrar. Distinguem-se assim os seguintes circuitos:

1) Totalmente em pressão;

2) Em pressão e com estruturas de funcionamento com superfície livre, nomeadamente com estações de tratamento ou reservatórios intermédios não elevados;

3) Totalmente em superfície livre, constituído essencialmente por canais de irrigação.

Atendendo ao artigo publicado pela Professora Helena Ramos do Instituto Superior Técnico, Lisboa," O benefício económico e ambiental da produção de energia renovável em sistemas adutores" [44], segue-se a sugestão para determinação do tipo de turbina a instalar.

No primeiro tipo de circuito, ao ser condicionado o funcionamento do sistema, impondo-se que o escoamento se mantenha totalmente em pressão, exigem turbinas do tipo reacção (e.g. Francis e Kaplan ou hélice), ou bombas a funcionarem como turbinas. Este tipo de turbinas apresenta a vantagem em manter o escoamento em pressão evitando, assim, eventuais perigos de contaminação de água já tratada.

Em caso de desníveis elevados, ou sempre que as quedas assim o permitirem, as turbinas do tipo acção (e.g. Pelton, Turgo e Cross-flow) são as mais indicadas e, podem ser instaladas de forma idêntica às câmaras de perda de carga, exigindo a restituição em superfície livre à pressão atmosférica. Este tipo de turbinas em circuitos de água tratada pode aumentar a possibilidade de contaminação.

Em circuitos com escoamento totalmente em superfície livre (e.g. canais de rega) podem ser utilizadas turbinas de reacção de queda média a baixa (e.g. Francis rápida ou Kaplan) instaladas em câmara aberta. Nesta conformidade, a escolha deverá ser criteriosa e analisada caso a caso.

5.5 Comportamento das Turbomáquinas face às VRP

Antes de mais, torna-se importante realçar de que em toda a pesquisa efectuada, apenas foi possível obter estudos conclusivos acerca do seu comportamento comparativamente às VRP, para bombas a funcionar como turbinas (BT).

Neste ponto surge então uma questão fulcral neste estudo: será que o uso de micro turbinas ou bombas a funcionar como turbinas, se revelam uma solução como alternativa viável e funcional tanto para controlar a pressão como para recuperar o excesso de energia disponível em detrimento do uso de dispositivos de dissipação, nomeadamente as VRP?

Será que as turbo máquinas possuem características hidromecânicas tais, que dêem uma resposta tanto quanto possível idêntica àquela que seria dada pelas VRP quando submetidas a diferentes regimes de exploração, nomeadamente estacionário e transitório?

Mais uma vez, uma investigação levada a cabo no Laboratório de Hidráulica do Departamento de Engenharia Civil no IST e publicada no artigo "Avaible energy assessment in water supply systems" [43], tentou responder, ao analisar e comparar o comportamento

hidráulico de um sistema modelo em condições de regime estacionário ou transitório ora funcionando com uma VRP ora com uma bomba a funcionar como turbina.

Sem se pretender entrar em muito detalhe relativamente à metodologia seguida nesta investigação, convém realçar que o estudo teve como base um protótipo concebido para o efeito onde se testaram e avaliaram, à semelhança daquilo que é expectável acontecer no caso em estudo, diferentes valores de caudal turbinado e queda útil.

Sempre que uma VRP, uma turbina ou uma bomba-turbina é instalada numa conduta pode originar linhas de energia com diferentes configurações, dependendo não só do caudal aduzido e sua variação ao longo do tempo, mas também da perda de carga localizada que representa um factor característico de cada dispositivo – (Figura 5.4 linha *a)*.

Em particular, importa referir que, no caso de uma turbina-bomba, em consequência do movimento rotacional da roda, existe a possibilidade da pressão igualar ou até descer até ao valor de vaporização, a partir da qual se criariam condições propícias ao surgimento da cavitação. Nestes casos a pressão imediatamente a jusante da turbomáquina é ligeiramente inferior àquela que se verifica no final do sistema de adução onde este dispositivo se insere – (Figura 5.4 linha *b)*)

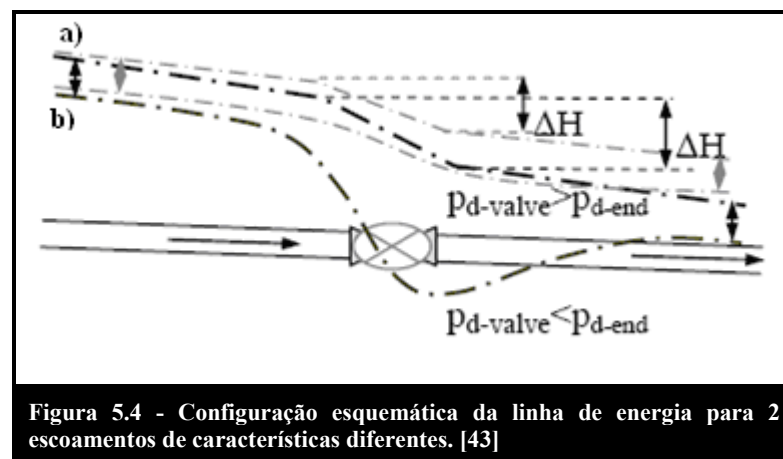



Figura 5.4 - Configuração esquemática da linha de energia para 2 escoamentos de características diferentes. [43]

Segundo a investigação citada concluiu-se que em regime estacionário se obtém uma resposta do sistema semelhante para ambos os dispositivos, designadamente VRP e a BT. Isto é, o princípio hidráulico da linha de energia associado ao efeito do funcionamento de uma bomba-turbina é bastante semelhante ao da VRP, dado que, o aproveitamento da queda útil originado pela instalação da BT no reservatório de jusante, assegura, simultaneamente, o controlo da pressão nesse mesmo reservatório, igualando-a a valores atmosféricos como é pretendido. Portanto, assim como se pode limitar a pressão registada no reservatório de jusante pela

regulação da abertura da VRP, também é possível impor uma dada pressão recorrendo às curvas características da BT adequadamente seleccionada.

Já para os regimes transitórios, este estudo aponta que existem algumas diferenças expectáveis entre os comportamentos da VRP e da BT e além disso afirma que para alguns casos o uso individualizado da BT pode ser mais adequado, enquanto para outros uma solução mista de BT + VRP (a funcionar em paralelo) se afigura certamente mais aconselhável, dependendo das condições de funcionamento do sistema e dos objectivos da exploração.

Portanto, como conclusão final deste capítulo, baseada no estudo citado, importa retirar que o uso de bombas-turbinas representa uma solução alternativa que pode ser considerada individualmente ou em paralelo com uma VRP sempre que exista um reservatório imediatamente a jusante.

6 Avaliação da Produção Energética

A perspectiva de utilização de uma mini-hídrica como empreendimento industrial, conduz, por parte dos investidores, à realização de uma cuidada análise económica, tendo por objectivos prioritários majorar os benefícios e minorar os custos de tal empreendimento.

No entanto, pela entidade responsável do planeamento do sistema electro-produtor nacional, existe o objectivo também de garantir a satisfação dos consumos impostos pela rede.

Estes dois pressupostos conduzem a que estas duas entidades apresentem distintas visões para a abordagem da realização e exploração de aproveitamentos hidroeléctricos, conduzindo a aproveitamentos capazes de satisfazer duas ordens distintas de funções que fundamentarão diferentes critérios de dimensionamento.

No geral o objectivo de um aproveitamento hidroeléctrico será o de produzir energia eléctrica a partir da energia de um fluido, por meio de um grupo hidro-gerador (frequentemente designado apenas por grupo gerador).

Os casos de estudo que serão considerados no decorrer do projecto, dizem respeito a condutas de adução inseridas em sistema de abastecimento de água em "alta". No entanto, referir-se-ão os aspectos de dimensionamento relativos, tanto aos aproveitamentos em sistemas de abastecimento de água em "alta", como a recursos fluviais.

Neste capítulo, far-se-á alusão à forma como se pode contornar a dificuldade existente em determinar uma estimação da energia produzida.

6.1 Potência Disponível

A potência disponível que resulta da transformação da energia potencial de uma massa de água *m,* em energia cinética, ao haver um deslocamento *h* de uma massa de água de uma cota superior a uma inferior e é dada por:

$$P = \gamma \times Q \times h \; (kW) \qquad \textbf{(6.1)}$$

Onde γ corresponde ao peso específico da água que passa pela central, tendo por valor 9810N/m^3, Q é o caudal de água em m^3/s e h é a altura de queda útil, isto é, a diferença de cotas tendo em conta o atrito nas tubagens condutoras, e expressa-se em *metros*.

Para a conversão em energia eléctrica, a energia cinética da água é transformada em energia cinética de rotação da turbina hidráulica, e esta energia mecânica da turbina finalmente em energia eléctrica.

A potência aproveitada virá então

$$P = \gamma \times Q \times H \times \eta \; (kW) \qquad \textbf{(6.2)}$$

Sendo que η representa o rendimento global do grupo turbina/gerador.

A variável que mais influencia a potência a instalar é o caudal, em virtude de ser o que apresenta maior variação. Geralmente nem todo o caudal afluente é aproveitado para obter energia devido a exigências para abastecimento de água ou rega e devido também ao caudal ecológico.

No caso de aproveitamento de sistemas fluviais, quando se referem caudais e alturas, convêm fazer-se a distinção apropriada, pois estes vão definir de que tipo de potência é que se refere.

Quanto aos caudais estes podem dividir-se em:

- **Q_{mod}** ou caudal modular. Representa o caudal médio avaliado durante vários anos.
- **Q_e** ou caudal ecológico. Este é o caudal que não pode ser turbinável por razões ecológicas e ambientais.
- **Q_i** ou caudal instalado, pode também ser designado por caudal máximo turbinável. Este caudal representa o caudal garantido durante 20 a 30 % do ano. Pode ser determinado através das curvas de caudais classificados.

Com a altura de queda *H* tem-se:

- **Hb_{max}** ou altura de queda máxima. Refere-se á diferença máxima entre a cota máxima da água na tomada de carga e a cota mínima da água no rio no ponto de restituição.
- **Hb** ou altura da queda bruta. Refere-se á diferença máxima entre a altura na tomada de carga e a altura no rio no ponto de restituição para situações de caudal nominal.

- **H** ou altura de queda útil. Altura da queda bruta menos a perda de energia equivalente a todas a perdas hidráulicas.

Assim sendo de acordo com os termos que se utilizam, referem-se diferentes tipos de potências.

Potência bruta máxima

$$P = \gamma \times Qi \times H_{bmax} \text{ (Kw)} \quad \textbf{(6.3)}$$

Potência disponível média

$$P = \gamma \times Q_{med} \times H_{med} \times \eta_{turbina} \times \eta_{gerador} \text{ (Kw)} \quad \textbf{(6.4)}$$

Potência instalada

$$P = \gamma \times Q_i \times H_{máx} \times \eta_{turbina} \times \eta_{gerador} \text{ (Kw)} \quad \textbf{(6.5)}$$

Desta última potência advém o cálculo de energia produzida no aproveitamento hídrico.

6.2 Parâmetros influenciadores - sistemas de abastecimento de água

Dada a necessidade de avaliação do correcto valor da energia produtível, será necessário definir quais os parâmetros influenciadores da sua avaliação.

As condições de funcionamento de turbinas integradas numa dada instalação dependem das respectivas curvas características da instalação, para o caso de sistemas de adução; das quedas brutas disponíveis; do traçado, da extensão, das dimensões e dos órgãos de comando do circuito hidráulico do aproveitamento de que fazem parte.

Assim, na definição das condições de funcionamento de uma dada turbomáquina, há um conjunto de problemas a resolver em que intervêm vários parâmetros influenciadores, em que se destacam, numa abordagem superficial da questão, aspectos como:

a) Análise de dados de consumo (crescimento populacional, capitações, taxa de ligação ao longo do tempo, etc.), combinada com a aplicação de conhecimentos de escoamentos sob pressão, para definição das variações de níveis de energia a montante e a jusante do sistema - ou seja, da queda bruta - em correspondência com o regime de caudais na conduta adutora em que o aproveitamento se insere;

b) Escolha dos caudais nominais passíveis de serem turbinados;

c) Quantificação de perdas de carga, contínuas e localizadas, correspondentes aos diferentes caudais turbinados (isto é, escoados através da turbina), perdas de carga essas que, deduzidas às quedas brutas, permitem definir as correspondentes quedas úteis;

d) Utilização das curvas características para definição das condições de funcionamento da turbina em correspondência com as diferentes quedas úteis e caudais turbinados.

Com isto, nos subcapítulos consequentes, segue-se uma descrição mais pormenorizada dos parâmetros influenciadores.

6.2.1 Caudal Nominal

Uma das decisões mais importantes a tomar para uma correcta avaliação económica do empreendimento a instalar consiste na escolha do caudal de projecto da turbina, também designado por caudal nominal.

Quando a experiência não é suficiente para fundamentar solidamente a escolha de um determinado caudal nominal, de entre a gama indicada, é prática habitual tomar o caudal nominal igual ao caudal médio. Esta opção é muitas vezes tomada pelos projectistas na fase de anteprojecto.

Numa primeira análise, terá de se avaliar qual o caudal médio de consumo ao longo de um dia (24 h) que se pode considerar como um caudal diário médio anual de consumo, equivalente ao turbinável, constante durante um período, vindo a corresponder ao caudal de projecto.

Com efeito, o ponto de partida será a curva de consumos da população servida pelo reservatório de jusante, a partir da qual será possível estimar o volume médio anual total de água turbinada para a vida útil do aproveitamento e a energia produzida em ano médio.

Importa salientar que nestes sistemas normalmente se admite que o caudal é aproximadamente constante ao longo do ano ou durante um período mais longo, podendo variar o tempo de funcionamento.

O próximo subcapítulo complementa as considerações a ter em conta para uma correcta avaliação do caudal nominal.

6.2.1.1 Lei de Consumos Diários

O problema da fixação do caudal turbinado de projecto só poderá, portanto, ser resolvido se se conhecer a lei diária de consumos inerente às necessidades da população servida pelo reservatório em causa.

A lei de consumos é dependente dos seguintes factores:

- População servida pelo reservatório;
- Características urbanas dos aglomerados – hábitos da população;
- Tipo e número de indústrias.

Com efeito, uma primeira hipótese para a definição da metodologia a seguir na fixação do caudal turbinado consiste em conhecer, com suficiente exactidão, as curvas de caudais cronológicos diários do reservatório em questão (Figura 6.1 – Lei típica de consumos diários Figura 6.1), ou, não havendo disponibilidade dessa informação, adquirir informação acerca de zonas de aglomerados com características semelhantes ao caso de estudo.

Seguindo esta via, far-se-á uma análise comparativa das várias curvas e escolher-se-á, em síntese, qual a curva que melhor se adapta à situação do presente caso de estudo.

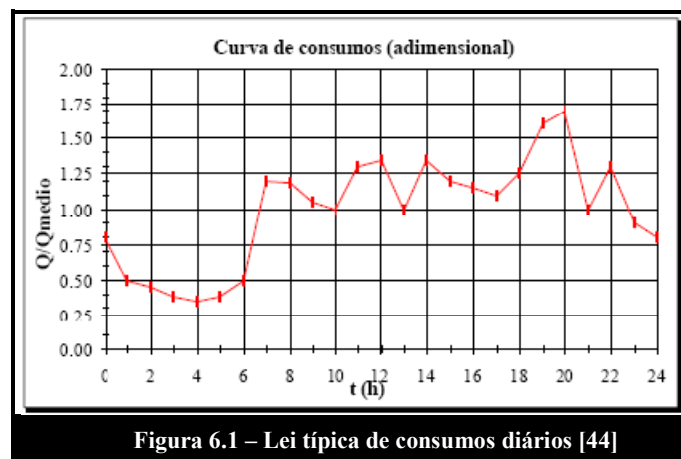



Figura 6.1 – Lei típica de consumos diários [44]

Na falta de tais elementos, o estudo da capacidade de regularização dos reservatórios de distribuição será realizado a partir da consideração de curvas de caudais cronológicos fictícias que, embora idealizadas, se podem aproximar bastante satisfatoriamente da realidade.

Na sua essência, estas curvas indicam a repartição diária do consumo diário médio, com a proposição de "curvas" do tipo descontínuo que procuram traduzir as características de variação de consumos diários num determinado aglomerado populacional. Tal proposição é efectuada com base no que se conhece noutros aglomerados de características semelhantes.

Considera-se que o volume diário é dividido em intervalos, no mínimo de duas horas, em que se supõe caudal constante. Admitindo também a existência de uma relação entre este e o caudal diário médio, designado por *f*, propõe-se um diagrama cronológico descontínuo a que corresponde um mesmo volume médio diário, ou seja, o volume de água correspondente a este diagrama, equivalente à área subentendida pelo mesmo, é igual ao consumo diário médio anual.

Na Figura 6.2 indicam-se assim, diagramas resultantes da experiência colhida em alguns sistemas de distribuição de água que dispunham de registos contínuos de volumes de água distribuídos.

Aos quatro tipos de diagramas diferentes estão associados factores de ponta horários de valor 2, 2.4, 3 e 4 aproximando-se cada uma destas curvas aos outros factores de ponta possíveis. O factor de ponta horário será, portanto, utilizado como sendo o modo de enquadrar a diferença de comportamento de cada aglomerado através dos parâmetros atrás indicados num só parâmetro e de mais fácil referenciação.

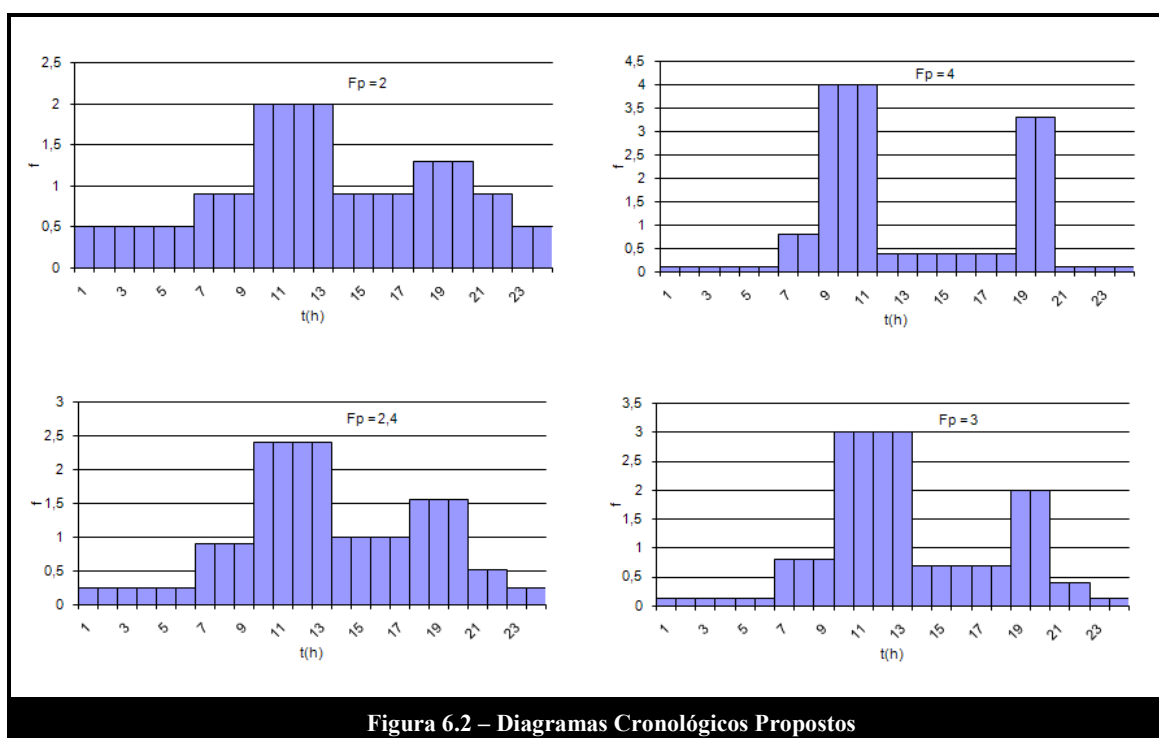



Figura 6.2 – Diagramas Cronológicos Propostos

A partir dos elementos gráficos da Figura 6.2, com o conhecimento das necessidades de consumo do aglomerado em estudo e alguma consciência crítica, será então possível decidir, de entre os diagramas, qual o que melhor se adapta à situação em estudo.

Na maior parte dos casos considera-se que os factores de ponta correspondem a diagramas de consumo para um determinado numero populacional.

Tabela 6.1- Correspondência do factor de ponta com o aglomerado populacional

Factor de Ponta	População
2	N.º habitantes > 100.000
2,4	10.000 < N.º habitantes < 100.000
3	2000 < N.º habitantes < 10.000
4	2.000 < N.º habitantes

6.2.2 Regimes de exploração a estudar

Em termos genéricos, pode afirmar-se que o caudal nominal deve ser aquele para o qual um determinado índice de avaliação de projectos (por exemplo, o VAL ou a TIR) é máximo.

Assim, o cálculo das receitas proporcionadas pela venda de energia, das correspondentes despesas e do investimento, deve ser repetido para vários caudais nominais, retendo-se o que maximiza o índice de avaliação de projectos escolhido.

Visto que o circuito hidráulico constituinte do sistema de abastecimento de água em “alta” não se altera, a variabilidade da queda bruta, ou seja, do desnível topográfico que se irá mobilizar, não será significativa. Como tal, o parâmetro mais influenciador para a avaliação dos custos que decorrerão da adaptação do grupo gerador ao sistema, será função do valor do máximo caudal turbinável.

Com efeito, os custos do empreendimento serão usualmente dependentes do valor do máximo caudal turbinado, enquanto os benefícios, dado advirem do valor da energia, são função das várias relações entre potência e períodos de tempo em que se mobiliza essa potência.

Torna-se então evidente a importância de que se reveste a avaliação dos valores dos caudais esperados e a sua duração no tempo.

Posto isto, nos casos de estudo procurou-se adoptar os regimes de exploração de modo a que representassem alternativas atractivas e minimamente viáveis quer a nível económico, como a nível hidromecânico e estrutural. Houve sempre a preocupação na escolha da turbina que maximizaria o volume de água turbinada, mas sempre com o compromisso de maximizar o tempo de turbinamento.

Atendeu-se sempre que o caudal turbinado varia em conformidade com a lei de cedências à rede abastecida pelo reservatório de jusante respeitando os limites estabelecidos pela curva de rendimentos da turbomáquina.

A especificação mais detalhada do regime de exploração será devidamente exposta no capítulo reservado aos casos de estudo.

6.3 Energia Produtível

Revela-se fundamental a avaliação correcta do valor da energia produtível, que é função do tempo ao longo do qual se consegue mobilizar uma dada potência e pode ser definida, de uma forma mais simplificada, pela expressão:

$$E = \sum \left(Pu \times \Delta t \right) \qquad \textbf{(6.6)}$$

em que Δt representa o período de tempo ao longo do qual se mobiliza a potência Pu, ou seja, a potência útil à saída do gerador, uma vez que será esta, na realidade, a que será integrada na rede receptora do sistema electroprodutor.

Considera-se importante ressalvar a diferença existente entre potência e energia. Enquanto a primeira apenas reflecte um valor instantâneo ou pontual, já a segunda resulta da consideração da variável temporal, isto é, o período de tempo em que o caudal turbinado gera energia. Este conceito é bastante importante na medida em que abre novas perspectivas de rentabilização dos sistemas em estudo.

No caso nos sistemas de abastecimento de água, as considerações quanto ao ganho da rentabilidade proveniente da mobilização da capacidade de regularização no reservatório de jusante permite não só optimizar a escolha do grupo, como também melhorar a rentabilidade proveniente da colocação da energia na rede em períodos de ponta. Por outras palavras, os caudais aduzidos ao reservatório de jusante serão mais valorizados quando turbinados em períodos de ponta, comparativamente aos mesmos quando turbinados em períodos de vazio.

6.4 Determinação da produção energética de um aproveitamento fluvial

Após de se efectuar uma análise do potencial associado a um possível aproveitamento, torna-se possível estimar a energia produzida pela central, recorrendo da curva de rendimentos das turbinas a usar e da curva de caudais classificados, para um período de tempo definido, sendo que este normalmente se refere a 1 ano.

Para se obter a estimativa de energia produzida por um aproveitamento, é necessário fazer-se uma análise à curva de caudais cronológicos referentes ao local, ou então, se a mesma não se encontrar disponível, por extrapolação a partir de um local com as mesmas condições do local pretendido.

Isto é possível, pois verifica-se que a forma da curva de duração de caudais para dois locais mantêm-se inalterada desde que as condições climatéricas, nomeadamente a distribuição das precipitações e a natureza e o revestimento superficial do solo, sejam semelhantes.

Assim para o local que se pretende correlacionar com o local de referência com base na relação entre as bacias associadas aos locais os caudais obtêm-se pela fórmula [7]:

$$Q_a = \frac{S_a}{S_b} \times Q_b \; (m^3/s) \qquad \textbf{(6.7)}$$

Em que S_a e S_b representam as áreas das bacias em causa e Q_ae Q_b os caudais..

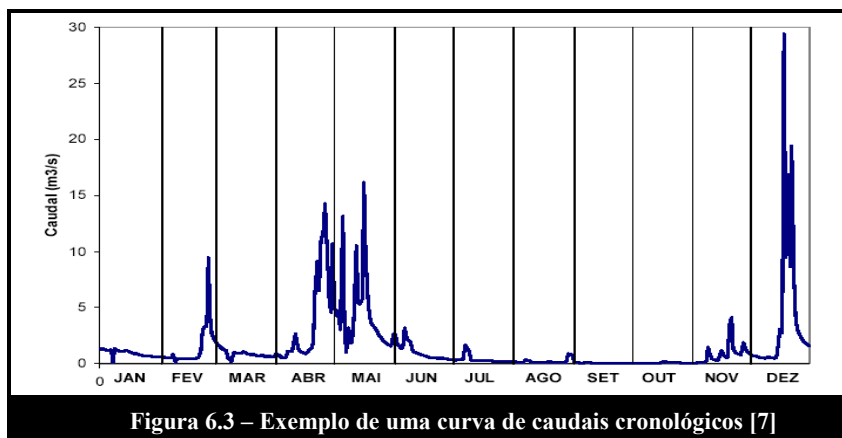
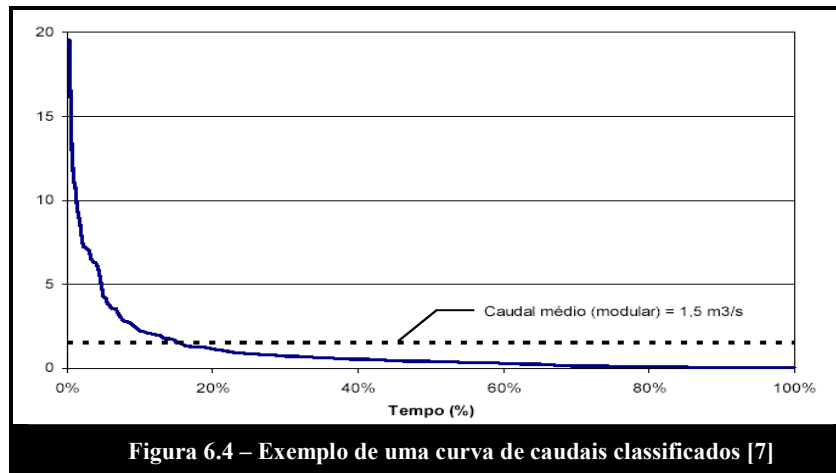



Figura 6.3 – Exemplo de uma curva de caudais cronológicos [7]

Importa referir que esta curva é elaborada com observações realizadas ao longo de vários anos (30 a 40).

Da curva de caudais cronológicos, deriva a curva de duração de caudais ou curva de caudais classificados e representa a percentagem de ocorrências de cada valor de caudal ao longo de um ano ou de um dia.

Esta curva tem origem na ordenação monótona decrescente de todos os valores existentes na curva de caudais cronológicos.

Figura 6.4 – Exemplo de uma curva de caudais classificados [7]

A partir da equação da curva de duração de caudais calcula-se o caudal médio, que em falta de outros dados poderá ser considerado o caudal nominal para efeitos de escolha da turbina.

$$Q_n = Q_{med} = \frac{1}{t}\int_0^t Q(t)\ (m^3/s) \qquad \textbf{(6.8)}$$

A seguir calcula-se a potência nominal da turbina a instalar, pela expressão (6.3.

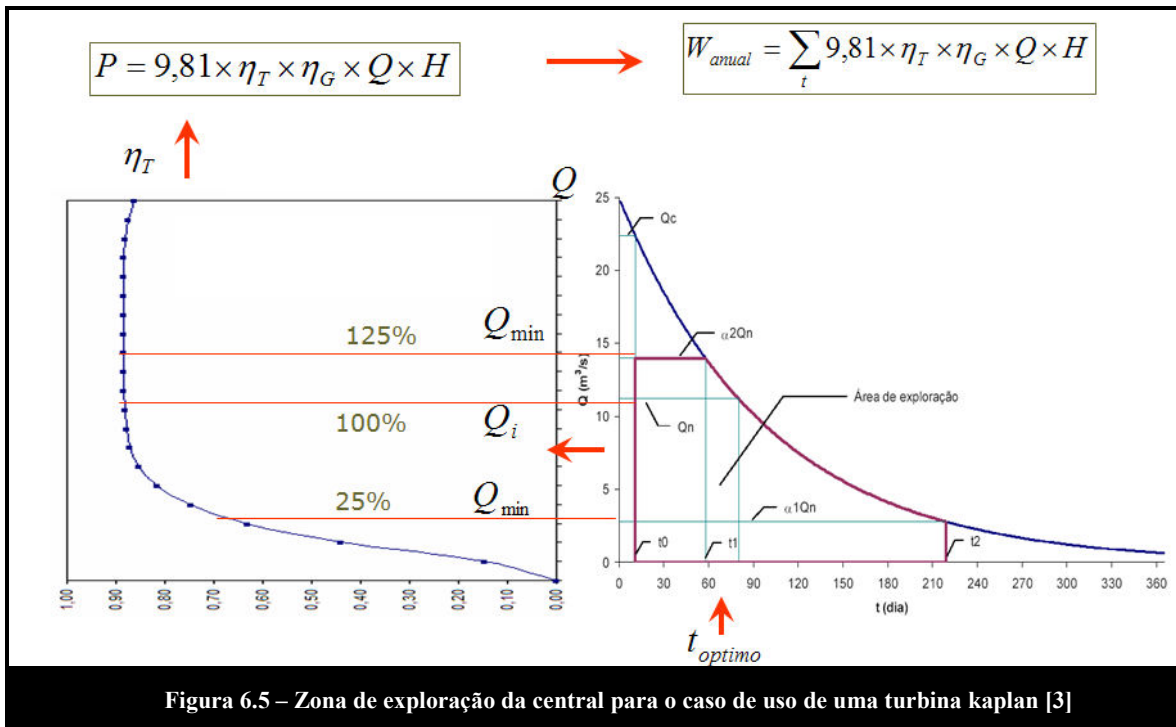
A gama de potências nominais dos equipamentos existente no mercado é discreta, pelo que a opção se fará pelo grupo turbina/gerador, de entre os que o mercado oferece, cuja potência nominal mais se aproxima do valor calculado.

A potência nominal do grupo turbina/gerador define o caudal nominal através da expressão (6.6.

Há portanto que proceder à correcção da estimação inicial do caudal nominal, em face do valor de potência efectivamente instalada.

Uma vez escolhida a turbina definem-se os seus limites de exploração, calculando-se o caudal máximo, o caudal mínimo da turbina e os dias a que esses caudais correspondem, e ainda o caudal de cheia Q_c (caudal acima do qual a queda se torna insuficiente e, portanto, não permite o funcionamento da turbina).

Fica assim definida a zona de exploração da central como mostra na Figura 6.5 –

Figura 6.5 – Zona de exploração da central para o caso de uso de uma turbina kaplan [3]

7 Análise económica de investimentos

No presente capítulo explicam-se os conceitos relativos à matemática financeira e contabilística, necessários à compreensão, análise e avaliação de projectos de investimento.

7.1 Fluxos financeiros do investimento

7.1.1 Amortizações

A componente amortização reflecte um "consumo" de bens de capital efectuado no período em causa, no entanto não corresponde a uma despesa, isto é, não implica uma saída de fundos. Como tal, não afecta directamente fluxos financeiros que se baseiam no confronto de recebimentos e pagamentos.

As amortizações, sendo consideradas custos não desembolsáveis, permitem uma economia fiscal graças à redução da matéria colectável. Cada método de amortização influenciará de forma diferente o VAL de um mesmo projecto de investimento. É preferível pagar menos impostos no futuro próximo, embora os impostos dos últimos anos se agravem. Assim, deve amortizar-se tão depressa quanto possível, dentro dos limites impostos pela legislação em vigor.

Existem basicamente três métodos de amortização do imobilizado:

- Método das amortizações constantes;
- Método das amortizações progressivas;
- Método das amortizações regressivas.

Na aplicação informática desenvolvida utiliza-se o método das amortizações constantes, ou seja, um valor constante em cada ano e para cada bem, de acordo com as taxas fiscalmente aceites.

No anexo G encontram-se definidos os valores das taxas de amortização para o sector "electricidade, gás e água".

7.1.2 *Cash-flow* de exploração

Não há solução única quando se trata de escolher o fluxo financeiro a utilizar na análise da viabilidade de um investimento. Tida em consideração a necessidade de compatibilizar o fluxo com a taxa de actualização, a escolha dessa solução deverá ser efectuada com base na facilidade com que o fluxo pode ser estimado a partir das grandezas disponíveis nas demonstrações financeiras provisionais. A escolha do fluxo financeiro, *cash-flow de exploração*, justifica-se de modo particular pela facilidade com que é estimado e também pelo enquadramento fiscal português. [45]

O *cash-flow de exploração* é o fluxo financeiro gerado pela actividade de exploração do projecto, incluindo impostos, após tomada em consideração dos encargos financeiros de financiamento para permitir a análise numa óptica de rentabilidade total. A obtenção deste fluxo segue um processo dedutivo a partir da ideia base subjacente à análise de um investimento: a viabilidade de um projecto é aferida pelo confronto entre os recebimentos totais por eles gerados e os correspondentes pagamentos totais.

7.1.3 *Cash-flow* global

Este parâmetro representa o fluxo financeiro que fica disponível após o investimento para remunerar os accionistas e os financiadores externos da empresa, acrescido do valor da poupança fiscal, associada aos encargos financeiros de financiamento.

$$CFG = (-CI + VR - \Delta NFM) + CFE \quad \textbf{(7.1)}$$

Em que CI representa o custo de investimento, VR o valor residual no fim do período de vida útil, ΔNFM a variação das necessidades de fundo de maneio e CFE o *cash-flow* de exploração do projecto.

Nos estudos em análise, não são considerados valores residuais nem variações das necessidades do fundo de maneio, pelo que o CFE apenas difere do CFG pelos custos do investimento.

7.1.4 Fontes de financiamento

As decisões de investimento carecem também de decisões de financiamento, pelo que deverão ser pensadas em simultâneo.

A preparação de um projecto de investimento, deve assegurar que todos os passos relativos ao investimento físico devem ter prevista a respectiva cobertura financeira.

Cada empresa será um caso particular e enquanto tal necessitará de uma solução por medida.

As fontes de financiamento podem ser classificadas de forma genérica em fontes de capitais próprios e fontes de capitais alheios.

7.1.4.1 Capitais próprios

Capitais próprios pressupõem que os investidores prescindem do direito ao reembolso futuro e a uma remuneração fixada contratualmente ficando em contrapartida com o direito de voto nas assembleias-gerais que nomeiam as administrações das empresas.

7.1.4.2 Capitais alheios

Capitais alheios correspondem a um tipo de financiamento cujo reembolso e remuneração futuros, estão previamente definidos, de forma contratualizada e relativamente certa. Tem um poder limitado sob a administração da empresa.

As principais fontes de financiamento por capitais alheios são o crédito bancário e o leasing.

O crédito bancário é a forma de financiamento intermediado mais comum. Os intermediários são por norma os bancos. Este pode ser de curto, médio e longo prazo, sendo o

de longo prazo o mais desejável para as empresas que pretendem financiar investimentos a longo prazo.

O leasing compreende duas variantes:

- Locação financeira - é um meio de financiar a aquisição de bens. Neste tipo de contratos a empresa locatária compromete-se a pagar à locadora uma renda que inclui uma componente de amortização do capital e outra de juros. Na prática funciona como um mero financiamento.
- Locação operacional – a renda inclui um custo associado à manutenção dos bens locados. O bem em termos contabilísticos é tratado como um arrendamento.

Existem outras formas de financiamento, como as obrigações, papel comercial, *factoring*, etc, que não irão ser abordadas por não fazerem parte do âmbito do presente estudo.

7.2 Selecção de Projectos – Modelos de avaliação

Estando-se perante a dúvida de investir ou não num projecto, torna-se necessária a existência de indicadores que fundamentem uma decisão.

Na temática de selecção de projectos de investimento abordam-se modelos de análise de viabilidade económica, de modo a que um agente de decisão possa ter em conta se deve ou não investir em determinado projecto ou se no caso de existir mais do que uma opção, saber sobre qual tomar partido.

Como modelos de análise realçam-se o valor actual líquido (VAL), taxa interna de rentabilidade (TIR), período de recuperação de capital (PRC) e índice de rentabilidade (IR).

Nos subcapítulos seguintes faz-se uma abordagem sobre cada um destes termos, de modo a explicar como podem ser obtidos e utilizados.

A título introdutório, faz-se saber que quando se está em presença de um único investimento (independente) a análise da respectiva viabilidade económica produz o mesmo resultado (decisão) quer se utilize o modelo da TIR ou do VAL.

Tal situação poderá não acontecer quando está em causa a análise de projectos de investimento mutuamente exclusivos. Neste caso, a TIR pode fornecer uma regra de decisão

diferente do VAL, muito particularmente quando os investimentos têm escala ou duração diferentes.

Sob os pressupostos que não há restrições de capital, de que a taxa de custo do capital é constante e de que o objectivo é maximizar o retorno dos investidores, a regra de decisão do modelo VAL é a que deve ser seguida pois é a que conduz sistematicamente à decisão adequada.

7.2.1 Valor actualizado líquido

O princípio da racionalidade económica impõe que a viabilidade dos investimentos, quando tratada em termos financeiros, seja avaliada a partir do confronto entre os custos e proveitos que lhes estão associados. Como esses custos e proveitos, que se designam mais correctamente como fluxos financeiros baseados na rentabilidade, são gerados em momentos distintos no tempo, os respectivos confrontos e adições têm de ter em consideração o custo de oportunidade do dinheiro no tempo.

Apresenta-se então um modelo de avaliação denominado *valor actualizado líquido* (VAL)

$$VAL = \sum_{t=0}^{n} \frac{-CI_t}{(1+k)^t} + \sum_{t=1}^{n} \frac{CFE_t}{(1+k_t)^t} + \frac{Valor\ Residual}{(1+k)^n} \qquad \textbf{(7.2)}$$

em que *CI* é o custo do investimento, *CFE* é o fluxo financeiro de rentabilidade (o *cash-flow* de exploração), o valor residual é o valor residual do projecto, k é uma taxa de actualização que reflecte o custo de oportunidade do capital investido e *n* é a duração da vida útil do projecto.

De uma forma muito sucinta, este modelo transporta todos os cash-flows anuais para uma data presente. Para o cálculo do VAL entram todos os investimentos, todas as rendas componentes de exploração (seja pagas ou recebidas) e ainda, se for o caso, a componente de desinvestimento (os valores residuais).

Uma vantagem deste modelo na análise dum projecto de investimento é que este pode facilmente ser convertido num critério de decisão quanto a viabilidade económico – financeira do mesmo.

Como todos os fluxos são considerados, o VAL, pode ter valor negativo, positivo ou nulo.

Se o valor for positivo (VAL > 0), o projecto será economicamente viável, porque permite cobrir o investimento, gerar a remuneração exigida pelo investidor (o custo de oportunidade) e ainda excedentes financeiros.

O caso em que VAL é nulo (VAL= 0), é o caso limite de investimento neutro, é um investimento em que o investidor ainda poderá receber a remuneração exigida.

Quando VAL é negativo (VAL <0), o projecto considera-se à partida economicamente inviável.

7.2.2 Taxa interna de Rentabilidade

A Taxa interna de rentabilidade (TIR) é outro modelo de análise que assenta no princípio do desconto dos *cash-flows*. No entanto, neste caso, parte-se dos fluxos líquidos previstos para calcular a taxa de actualização (ou rentabilidade) que torna o VAL nulo.

Este modelo tem algumas semelhanças com a formulação algébrica apresentada e discutida para o critério do VAL. No entanto, a abordagem subjacente é diferente. Agora, a taxa de actualização k é a incógnita a estimar e mede a taxa de remuneração máxima que o projecto poderá proporcionar aos financiadores.

$$o = \sum_{t=0}^{n} \frac{-CI_t}{(1+k)^t} + \sum_{t=1}^{n} \frac{CFE_t}{(1+k_t)^t} + \frac{Valor\ Residual}{(1+k)^n} \qquad \textbf{(7.3)}$$

Com efeito, a decisão sobre a selecção de investimentos com base na TIR só faz sentido quando existe uma base de comparação, ou seja, o custo de oportunidade do capital. A regra de aceitação de um investimento segundo este modelo implica que a TIR seja superior ao custo de capital (k) exigido pela empresa. Uma TIR inferior levará à recusa do investimento; uma TIR nula será sinónimo de indiferença.

Tabela 7.1 Regras de decisão de acordo com o TIR

Regra	Decisão
TIR > k	Aceitar
TIR < k	Rejeitar
TIR = k	Indiferença

A distância entre a TIR e o custo de oportunidade é um indicador da robustez da solução face ao risco, isto é, de alguma segurança face à incerteza nos seus factores.

Uma forma de entender a TIR, será entendê-la como o máximo custo de capital que uma empresa poderia usar para financiar um investimento sem com isso prejudicar os seus accionistas/sócios.

Resumidamente pode-se afirmar que este método calcula uma taxa de juro equivalente à remuneração do capital obtido, não sendo mais do que a taxa de rendibilidade que, no final dos *n* anos, iguala o VAL a zero.

7.2.3 Período de recuperação de capital investido

Neste modelo o que se procura calcular é o número de anos necessário para que o capital inicial seja recuperado a partir dos *cash-flows* de exploração gerados. Dito de outra forma: quantos anos demora o projecto a pagar-se e a começar a dar lucro para além da remuneração do custo de oportunidade. Assim de uma forma geral tem-se:

$$\sum_{i=1}^{t} CFE_i \leq Despesa\ de\ Investimento < \sum_{i=1}^{t+1} CFE_i \qquad \textbf{(7.4)}$$

Admitindo que os *cash-flows* são gerados de forma linear no decurso de cada ano, o período de recuperação do capital (PRC) é dado por:

$$PRC = t + \left(\frac{Despesa\ de\ Investimento - \sum_{i=1}^{t} CFE_i}{CFE_{t+1}}\right) \qquad \textbf{(7.5)}$$

Em vez deste procedimento formalmente exacto, encontra-se por vezes um procedimento inexacto ou aproximado, em que se reparte o valor capitalizado dos fluxos de caixa pelo número de anos do projecto. Isto está ilustrado, por exemplo, pela expressão:

$$PRC = \frac{\sum_{t=0}^{n} \frac{Investimento_t}{(1+k)^t}}{\frac{1}{n}\left(\sum_{t=1}^{n} \frac{CFE_t}{(1+k_t)^t} + \frac{Valor\ Residual}{(1+k_t)^n}\right)} \qquad \textbf{(7.6)}$$

De acordo com este modelo de avaliação, um investimento é de aceitar quando o período de recuperação do capital é inferior ao número de anos de vida útil previstos para o mesmo e como critério de risco, são em princípio mais atraentes os projectos que recuperam o capital mais rapidamente.

Porém, o índice PRI deve ser usado fundamentalmente como índice de risco, e não como comparador de projectos, principalmente quando as alternativas têm tempos de vida diferentes. Pode ocorrer que um projecto com melhor TIR (ou seja, melhor remuneração de capital) que a de outro ainda assim tenha um PRI maior, por causa das durações diferentes.

7.2.4 Índice de Rentabilidade

O modelo do Índice de Rentabilidade (IR) pode ser visto como uma variação do modelo do VAL que toma em consideração o custo de investimento. Este índice é um indicador de rentabilidade efectiva por unidade de capital investido. Na medida em que utiliza a razão entre o valor actual dos *cash-flows* actualizados – e não dos resultados líquidos e o custo do investimento, é consistente com os conceitos utilizados em análise de investimentos e permite um enfoque específico.

$$IR = \frac{\sum_{t=0}^{n} \frac{CFE_t}{(1+k_t)^t}}{CI_0} \qquad \textbf{(7.7)}$$

O IR mede, pois a relação entre o valor actual dos fluxos líquidos positivos do investimento (os *cash-flows* exploração) e o valor actual dos capitais neste investidos (CI)

A regra de decisão que lhe está associada é:

Tabela 7.2 - Regras de decisão associadas ao índice de rentabilidade

Regra	Decisão
IR> 1	Aceitar
IR <1	Rejeitar
IR= *1*	Indiferença

Se o IR for superior à unidade, então o VAL é positivo e o investimento é de aceitar. Se o IR for inferior à unidade, o VAL é negativo e a decisão deve ser a rejeição.

O IR é uma solução de avaliação derivada do VAL, com tudo o que isso acarreta em termos de vantagens e inconvenientes. No entanto, o IR não deve ser visto como uma alternativa ao uso do VAL, atendendo a que em casos de escolha de investimentos mutuamente exclusivos as decisões proporcionadas pelo IR podem ser inconsistentes com as do VAL. Este modelo deve então ser considerado um modelo complementar que pode ser de utilidade em casos em que a empresa promotora se defronta com restrições de capital. Nesta situação, deverão ser escolhidos os investimentos que proporcionam o IR mais elevado, ou seja, o maior retorno por unidade de capital investido.

7.2.5 Custo Nivelado de Electricidade

O Custo Nivelado de Electricidade (LEC - *Levelized Electric Cost*) , representa o custo equivalente de produção de electricidade para uma determinada central de produção de electricidade, tendo em conta um valor anual nivelado de todos os custos e um valor anual da energia produzida.

Estes obtêm-se através da expressão:

$$CNE = \frac{\sum_e (\tau_e \times I_e + OM_e)}{EAP} \quad \textbf{(7.8)}$$

Onde:

$$\tau_e = \frac{t \times (1+t)^{ne}}{(1+t)^{ne} - 1} \quad \textbf{(7.9)}$$

CNE representa o custo nivelado de electricidade (€/MWh), Ie o investimento no ano 0 para o equipamento *e* (€), OM*e* o custo anual de operação e manutenção (€/ano), EAP a energia anual produzida (MWh/ano), τ_e o factor de anualização para o equipamento *e*, *t* a taxa de actualização e *ne* o tempo de vida do equipamento *e* (anos)

A utilização deste modelo torna-se útil para comparar tecnologias de produção com características diferentes e tempos de vida diferente.

É essencial para avaliar o custo real de electricidade sem ter em conta particularidades de financiamento nem tarifas de electricidade. [3]

7.3 Investimentos mutuamente exclusivos

Por investimentos mutuamente exclusivos, entende-se, investimentos em que a aceitação de um implica a não realização de outro, normalmente por razões meramente técnicas. [45]

A comparação e a eventual hierarquização entre investimentos mutuamente exclusivos ou entre alternativas de um mesmo investimento nem sempre se revelam uma tarefa fácil do ponto de vista metodológico, podendo criar inconsistência entre os modelos usados, mesmo no caso em que a decisão é tomada em função da sua ordem de valia e não da aceitação ou rejeição do investimento.

Tenha-se como exemplo o caso do VAL e da TIR, que têm subjacentes critérios distintos quanto ao reinvestimento dos fluxos gerados pelo projecto. No primeiro, os fluxos são reinvestidos à taxa de custo de capital e, no segundo, os fluxos são reinvestidos a uma taxa igual à da própria TIR. Tal facto origina que no caso da TIR favorece os investimentos que apresentam *cash-flows* de exploração elevados nos períodos mais próximos do momento da análise enquanto que no caso do VAL, atribui um maior equivalente hoje aos fluxos mais tarde, na medida em que utiliza uma taxa de desconto que é inferior à TIR.

Algumas origens de inconsistências ao nível da decisão:

- Diferente duração da vida útil dos investimentos mutuamente exclusivos em análise;
- Montante do capital a investir e evolução temporal dos fluxos financeiros. [45]

Para o presente estudo, apenas nos deparamos com casos em que se consideram investimentos com diferente dimensão, pelo que se explica o procedimento a efectuar para a tomada de decisão nestes casos – método diferencial.

7.3.1 Investimentos com diferente dimensão

Método diferencial

O método diferencial admite o princípio da divisibilidade do projecto de maior escala, ou seja, a sua divisão em dois subprojectos:

- Um com mesma dimensão do projecto de menor escala;
- Outro com dimensão igual à diferença de escala dos projectos.

Este método aplica-se para a resolução da inconsistência em projectos de investimentos com diferentes escalas, em que um deles apresente uma rentabilidade implícita superior e um valor actual menor.

Consiste em definir-se um investimento diferencial cujos fluxos são a diferença entre os *cash-flows* globais de cada um dos investimentos em análise, avaliando-se tais fluxos, posteriormente usando os modelos do VAL e TIR, ou seja considerar e analisar um investimento alternativo – o investimento diferencial – que tornaria indiferente a escolha do de maior dimensão face à alternativa do investimento de menor dimensão. No caso de este apresentar um VAL > 0, seria de implementar o investimento de maior dimensão. Analisando pelo lado da TIR, sendo esta maior do que o custo de oportunidade, dever-se-ia, pela mesma ordem de razões, escolher o investimento de maior dimensão. Ambas as decisões quanto ao investimento diferencial convergiriam.

8 Aplicação de análise pré-viabilidade de um Projecto de investimento

No decorrer da elaboração do estudo, tornou-se de especial interesse a abordagem à questão do potencial energético em sistemas de abastecimento e drenagem.

Verifica-se que o aproveitamento do excesso de energia hidráulica nos sistemas de abastecimento compostos por reservatórios e condutas adutoras é tecnicamente viável, mas surge a dúvida acerca de se também o será economicamente.

Para tal, foi desenvolvida uma aplicação recorrendo ao software Microsoft Excel e Visual Basic que, atendendo a um local específico de exploração, permite efectuar uma análise de pré-viabilidade de investimento no mesmo. Assim, a aplicação permite fazer uma estimativa da capacidade de produção eléctrica da central e, de acordo com esta, efectuar um cálculo financeiro, permitindo criar uma janela de visualização sobre o comportamento do projecto de investimento no período de tempo definido para exploração.

A aplicação desenvolvida compõe-se por um interface e dois módulos de cálculo, como esquematizado na Figura 8.1.

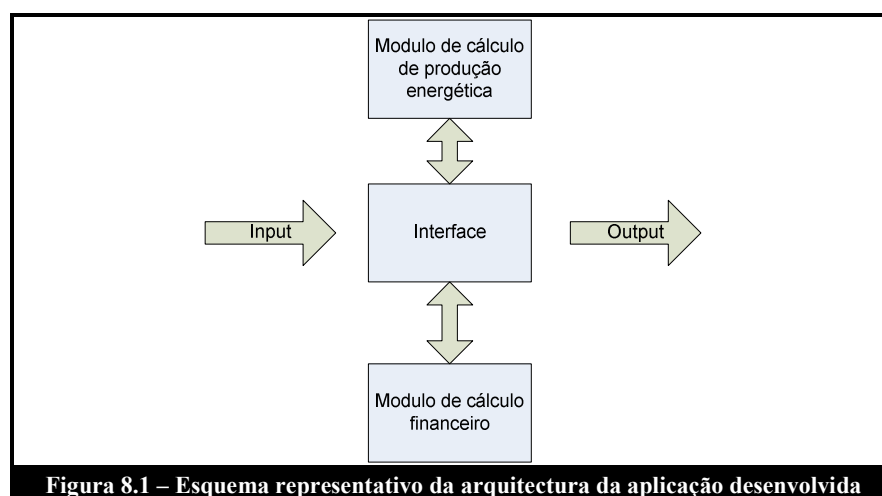



Figura 8.1 – Esquema representativo da arquitectura da aplicação desenvolvida

Nos subcapítulos seguintes far-se-á uma descrição acerca da sua estrutura e procedimento de cálculo.

8.1 Arquitectura da aplicação

8.1.1 Interface

Como interface, a aplicação encontra-se dividida em 4 tipos de folhas de cálculo em Excel, tendo em conta o tipo de dados que o utilizador possui.

Para a determinação do potencial energético de um aproveitamento hidroeléctrico é necessário possuir um dos dois seguintes grupos de dados:

- Curva de caudais classificados e queda bruta;
- Número de habitantes que o reservatório se destina a abastecer, capitação e queda bruta.

Assim, o utilizador, de acordo com os dados que possui, escolherá o tipo de folha de cálculo a utilizar.

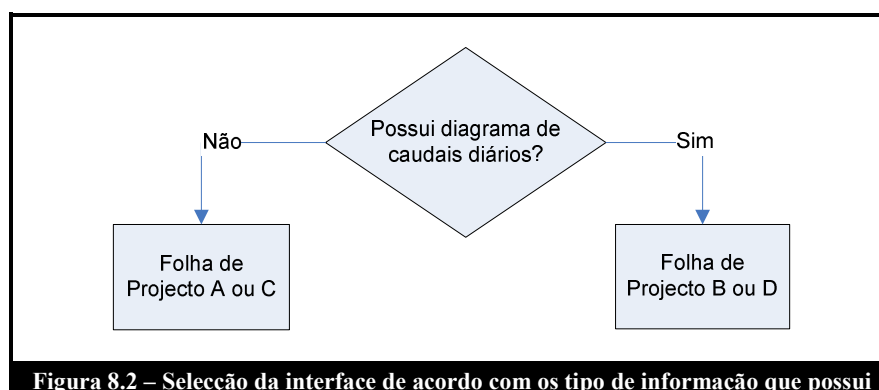



Figura 8.2 – Selecção da interface de acordo com os tipo de informação que possui

Inserida a informação acerca do local a implementar a central de produção eléctrica, é feita a análise de potencial energético para cada aproveitamento específico.

Torna-se então necessário possuir a informação sobre que turbina será possível instalar de acordo com os caudais afluentes e queda registada. Esta informação pode ser obtida consultando ábacos, como o da Figura 4.16, relativos a cada fabricante.

Estes ábacos podem ser disponibilizados no interface, facilitando a escolha do grupo gerador a implementar. Ao grupo turbina e gerador acoplado, passa-se a denominar grupo gerador.

Recorre-se a este tipo de tecnologia para pré análise de investimento, visto existir uma vasta gama destes produtos no mercado e abrangerem uma vasta escala de solicitações tanto a nível de queda como caudal.

Para o desenvolvimento da aplicação, com o sentido de obter informação real de mercado, contactou-se fornecedores em vários países da Europa, cuja lista se encontra no anexo A

No entanto, as respostas devolvidas não foram as mais positivas. Apenas se obteve a informação disponibilizada no interface, sendo esta relativa à marca IREM que se faz representar em Portugal pela empresa EnergyTop.

O interface devolve para cada grupo gerador referido no ábaco, o seu tipo de turbina, tipo de gerador e número de fases, tensão de saída, preço indicativo sem IVA, caudais máximos e mínimos de exploração.

Quanto ao rendimento e potência fornecida pelo mesmo, existem dois tipos de situações a contemplar.

Para os grupos fornecidos por catálogo, atendendo a que a vertente de mercado obriga a reduzir significativamente preços de produção, o rendimento global dos grupos apresenta um valor muito baixo, na ordem dos 60%.

Posto isto, e atendendo a que o mercado não se restringe apenas a um fabricante nem a produtos de catalogo, consideram-se duas possibilidades de cálculo de potência produzida. Uma considera os baixos rendimentos fornecidos pelo fabricante, a outra considera os rendimentos generalizados associados aos vários tipos de turbinas e o rendimento especificado pelo utilizador quanto ao gerador.

À primeira opção corresponde escolher as folhas de projecto A ou B, enquanto à segunda corresponde escolher as folhas C ou D, como demonstrado na Figura 8.3

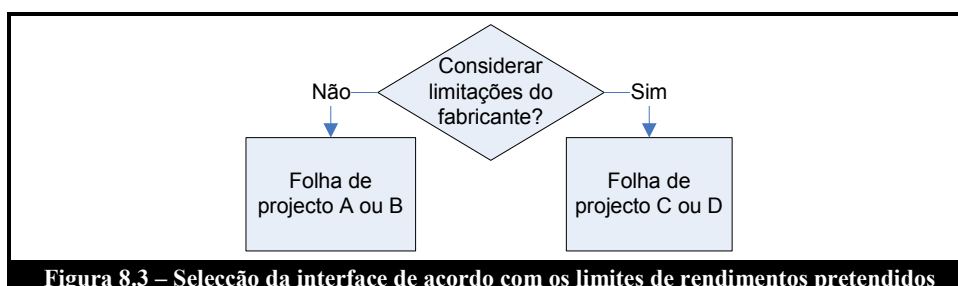



Figura 8.3 – Selecção da interface de acordo com os limites de rendimentos pretendidos

Como simplificação da explicação feita, apresenta-se na Tabela 8.1 qual a folha de cálculo escolher atendendo ao tipo informação que se possui.

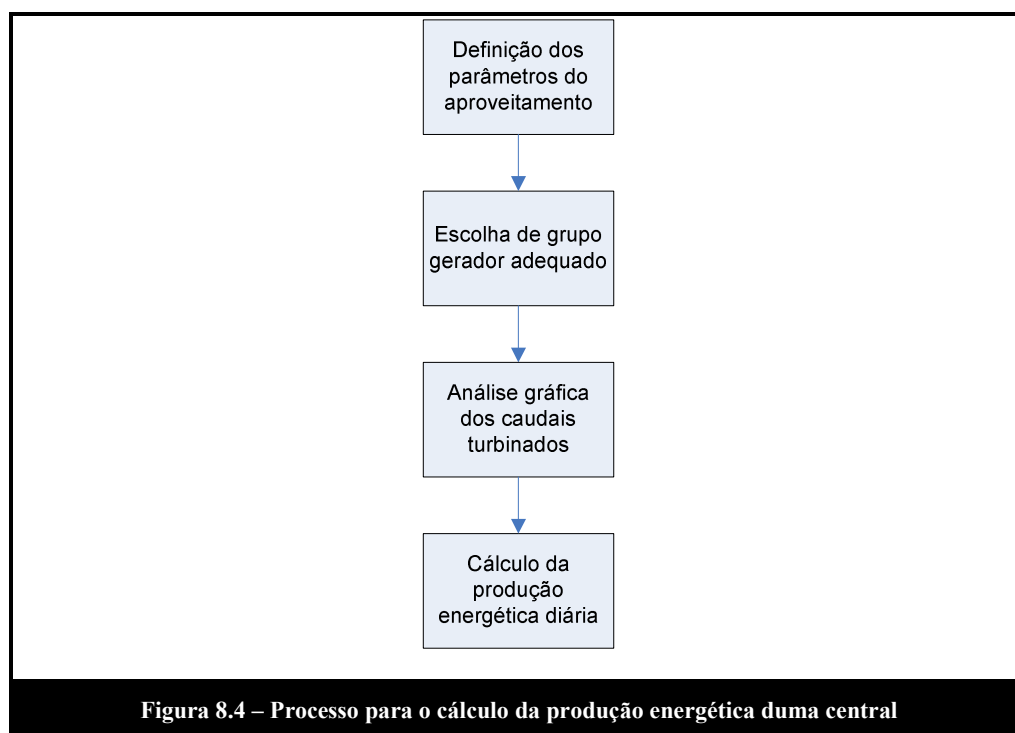
Tabela 8.1- Tabela resumo das características associadas às folhas de cálculo

Nome da folha de cálculo	Diagrama de caudais diários	Limitações de rendimento do fabricante
Projecto A	Não	Não
Projecto B	Sim	Não
Projecto C	Não	Sim
Projecto D	Sim	Sim

8.1.1 Módulo de cálculo de produção energética

Toda a informação calculada por este módulo é retornada para o interface em utilização.

Para uma maior facilidade na compreensão do encadeamento lógico associado à aplicação no cálculo da produção energética, apresenta-se a Figura 8.4

Figura 8.4 – Processo para o cálculo da produção energética duma central

8.1.1.1 Definição dos parâmetros do aproveitamento

Na definição de parâmetros do aproveitamento, como já referido, contemplam-se duas situações.

Se o utilizador possuir informação concreta acerca dos caudais de consumo associados ao reservatório em análise, utiliza para o efeito a folha de projecto B ou D.

Se não possuir essa informação exacta, terá de ser criado um diagrama de caudais, e para tal recorre-se aos diagramas de factores de ponta. Os diagramas de factor de ponta, representam uma curva característica de consumos diários, associada ao número habitantes que o reservatório se destina a abastecer.

A partir dos diagramas, capitação e da queda útil instalada, o interface retorna os valores relativos aos caudais médios, máximos e mínimos diários. A partir destes é calculado o potencial médio e de pico do aproveitamento.

Estipulou-se um valor de aproximação para as perdas de carga, sendo este de 3%.

8.1.1.2 Escolha do grupo gerador adequado

Com base na informação já adquirida, o utilizador poderá proceder à escolha do grupo gerador, bastando para isso consultar os ábacos disponibilizados. No entanto nesta versão apenas é possível apresentar um ábaco do qual se possui informação complementar acerca das características dos grupos geradores.

8.1.1.3 Análise gráfica dos caudais turbinados

Este módulo retorna em sobreposição com o diagrama de caudais diários um diagrama de caudais turbinados. A partir deste é possível fazer uma análise visual acerca do comportamento do grupo gerador, tornando-se assim de maior facilidade a análise do número de horas que este vai turbinar e o referente valor de caudal.

Para o cálculo da potência eléctrica produzida, foram considerados os limites da turbina relativos aos caudais admissíveis. Definiu-se que quando existe uma exigência por parte dos

consumidores na rede de águas, inferior ao caudal mínimo turbinável, o grupo fica fora de serviço. No entanto quando o caudal exigido é superior, é dado ao utilizador a opção de definir o comportamento do grupo.

Existe uma célula de pergunta sobre a existência ou não de um sistema de controlo de caudal. O utilizador ao escolher sim, admite que por exemplo a existência de um sistema *by-pass* que permite que a turbina funcione com o caudal máximo admissível, e que a adução ao reservatório continue a ser feita com a mesma razão de saída. O diferencial que a turbina não consegue suportar passa a ser fornecido ao reservatório pelo sistema *by-pass*.

É apresentado também um diagrama de caudais classificados, para o utilizador poder obter a informação do tempo de ocorrência de um valor de caudal ao longo do dia.

8.1.1.4 Cálculo da produção energética diária

Tendo-se definido todos os parâmetros influentes no valor de potência produzida, e de ser retornada ao interface, a demonstração gráfica do diagrama de caudais diário e dos caudais turbinados ao longo do dia, no interface, é também retornado o valor de potência eléctrica produzida ao longo do dia, sendo feita a distinção entre os valores produzidos em horas de ponta e horas de vazio.

Por definição, no período de hora legal de Inverno, as horas de vazio ocorrem entre as 0 e as 8 e entre as 22 e as 24 horas, sendo as restantes horas do dia consideradas horas cheias e de ponta.

No período de hora legal de Verão, as horas de vazio ocorrem entre as 0 e as 9 e entre as 23 e as 24 horas, sendo as restantes horas do dia consideradas horas cheias e de ponta.

Para a obtenção dos valores de produção eléctrica anuais, consideraram-se constantes os caudais diários ao longo do ano os períodos de vazio e de ponta, escolhendo-se os referentes às horas de inverno. Pela multiplicação da energia produzida num dia pelo número de dias que compõe um ano, 365, obtêm-se uma estimativa de produção anual.

8.1.2 Módulo de cálculo financeiro

Neste módulo é feita a análise e cálculo relativo a todos os proveitos e custo associados à exploração do empreendimento.

Para tal, foi elaborado um processo de cálculo dividido em 3 partes:

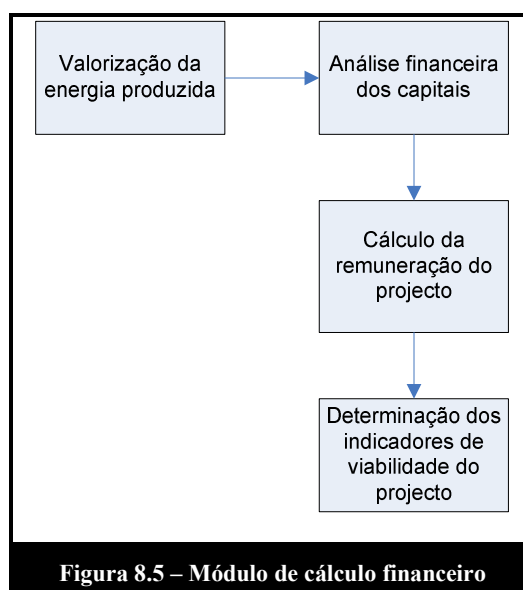
- Cálculo de remuneração de produção em regime especial;
- Plano de exploração considerando o período de vida do projecto;
- Análise de *cash-flows*.

A inserção de valores relacionados com investimentos, custo, financiamentos e taxas associadas, é feita no na interface, na zona onde se referem os "*aspectos financeiros*".

A informação retornada por este módulo é apresentada sob a forma de um relatório de impressão, onde se referem todos os parâmetros relevantes ao projecto, tanto técnicos como económicos.

A informação retornada por este módulo torna assim possível a um agente de decisão tomar a decisão de investir ou não nos projectos em análise, visto que com os dados fornecidos é possível comparar projectos mutuamente exclusivos com o mesmo período de vida.

Na Figura 8.5 apresenta-se um esquema de encadeamento lógico sobre o funcionamento do módulo de cálculo financeiro. Nos subcapítulos seguintes far-se-á a descrição das divisões associadas ao processo de cálculo financeiro.

Figura 8.5 – Módulo de cálculo financeiro

8.1.2.1 Cálculo da remuneração em regime especial

A remuneração da produção dispersa assenta em 2 princípios remuneratórios: um visa a aplicação de um conceito de custos evitados, nomeadamente custos de investimento, exploração e perdas; o outro, visa tarifas mais favoráveis para energias renováveis.

A aplicação desenvolvida efectua o cálculo da remuneração de energia eléctrica produzida enquadrando os aproveitamentos no sistema de produção em regime especial.

O cálculo do valor da remuneração pelo fornecimento da energia eléctrica entregue ao sistema eléctrico português, produzida em centrais renováveis, é regido pelo Decreto-Lei n.º 225/2007 [17] (alteração ao Anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio) e respectiva rectificação "Rectificação nº71/2007" [18].

Tem-se assim que para o mês *m* a remuneração é obtida através da (8.1

$$VDR_m = \{KMHO_m . [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m] + PA(VRD)_m . Z\} . \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} . \frac{1}{1 - LEV} \qquad \textbf{(8.1)}$$

Como legenda, apresenta-se a Tabela 8.2.

Tabela 8.2 – Legenda associada à equação (8.1

Variável	Significado
VRDm	Remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m;
$KMHO_m$	Coeficiente que modula os valores de PF $(VRD)_m$, de PV $(VRD)_m$ e de em função do posto horário em que a electricidade tenha sido fornecida;
PF $(VRD)_m$	Parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis;
PV $(VRD)_m$	Parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis;
PA $(VRD)_m$	Parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis;
IPC_{m-1}	Índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente;
IPC_{ref}	Índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês anterior ao do início do fornecimento de electricidade à rede pela central renovável;
Z	Coeficiente adimensional que traduz as características específicas do recurso endógeno e da tecnologia utilizada na instalação licenciada;
LEV	Representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável.

Os coeficientes e parcelas que derivam de outros factores através de expressões designadas no decreto de lei, encontram-se expostos no anexo B

No entanto importa referir alguns parâmetros:

- $KMHO_m$

Relativamente à modulação tarifária traduzida pelo coeficiente $KMHO_m$, as centrais renováveis deverão decidir, no acto do licenciamento, se optam ou não por ela, com excepção das centrais hídricas para as quais esta é obrigatória.

- *Posto horário*

No período de hora legal de Inverno, as horas vazias ocorrem entre as 0 e as 8 e entre as 22 e as 24 horas, sendo as restantes horas do dia consideradas horas cheias e de ponta;

No período de hora legal de Verão, as horas vazias ocorrem entre as 0 e as 9 e entre as 23 e as 24 horas, sendo as restantes horas do dia consideradas horas cheias e de ponta.

- IPC_{m-1}/IPC_{ref}

A parcela representa o factor de inflação, estando relacionado com a taxa de inflação. Representa uma actualização relativamente ao início do fornecimento da central, e os índices devem ser consultados no site do Instituto Nacional de Estatística.

O IPC_{m-1} representa índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês *m*-1;

O IPC_{ref} é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês anterior ao do início do fornecimento de electricidade à rede pela central renovável;

Para a aplicação desenvolvida, dado os IPC serem incertos, considerou-se a relação constante e de valor igual a 1.

Obtendo-se a remuneração referente a cada mês, a remuneração anual é obtida através da soma das 12 parcelas existentes. Como o período de vida do projecto será sempre superior a 1 ano, a obtenção do valor total da remuneração passará pela soma das várias remunerações anuais correspondentes ao número de anos em causa.

Neste módulo são também calculados os valores relativos ao custo nivelado de electricidade, já referido no subcapítulo 7.2.5, e o valor referente à remuneração marginal, ou seja qual a remuneração em euros, por kwh produzido.

Os proveitos financeiros deste tipo de aproveitamentos provêm unicamente da remuneração obtida pela electricidade produzida, pelo que se torna então necessário efectuar uma análise custos e proveitos para se obter uma sensibilidade quanto à viabilidade do projecto a implementar, visto poder não apresentar retorno do investimento dentro do tempo de vida útil do mesmo.

8.1.2.2 Plano de exploração

Na elaboração de um plano de exploração são tidos em conta os valores associados à venda de energia, custos operacionais e encargos financeiros de financiamento (juros).

Durante esta parte é seguida uma metodologia de análise dos valores sempre relativos ao ano a que se referem, ou seja, não são feitas actualização de valores ao ano 0 do projecto.

Apesar de a aplicação suportar a inserção de uma taxa de inflação para a actualização do preço da energia vendida, esta não foi considerada nos cenários de estudo efectuados na análise de resultados.

A aplicação considera então 3 tipos de financiamento simultâneos:

- Programas de incentivo;
- Empréstimos bancários;
- Capitais próprios.

Para os programas de incentivo, considera-se a possibilidade de existência de financiamento a fundo perdido, não são considerados juros para retorno de capital e considera-se a existência de um período de carência.

Para financiamentos associados a empréstimos bancários já se considera a existência de juros acordados e o número de anos de reembolso do financiamento.

Todos estes parâmetros em consideração são definidos pelo utilizador aquando o uso do interface da aplicação.

Como referido anteriormente, para a elaboração do plano de exploração torna-se necessária a obtenção do *cash-flow* associado a cada ano do projecto.

Para tal segue-se o processo de cálculo demonstrado na Tabela 8.3

Tabela 8.3 – Procedimento necessário para o cálculo do cash-flow referente a cada ano de vida do projecto.

Item / referência	Nomenclatura	Expressões
(1)	Vendas (€)	
(a)	Custos de exploração (€)	
(b)	Amortizações (€)	
(2)	Custos operacionais (€)	= (a) + (b)
(3)	Resultados operacionais (€)	= (1) - (2)
(4)	Encargos Financeiros (Juros)	
(5)	Resultados antes do Imposto (€)	= (3) - (4)
(6)	IRC (€)	= (5) × %IRC
(7)	Resultados Líquidos (€)	= (5) - (6)
(CF)	Cash-flow (€)	= (b) + (7) + (4)

(1) O valor das vendas é o valor obtido através da remuneração anual em regime especial. Atendendo a que por norma se considerará que não haverá uma actualização do valor de acordo com a inflação, este assumirá um valor constante para os vários anos do projecto.

(a) Por custos de exploração entendem-se as manutenções periódicas, custos de pessoal responsável e despesas relativas a avarias que possam eventualmente surgir. Este valor é estipulado pelo utilizador na parte do interface e é considerado constante ao longo dos anos do projecto.

(b) O conceito amortização é explicado no subcapítulo 7.1.1.

O método utilizado na aplicação é o método das quotas constantes, com as taxas fiscalmente aceites e apresentas na Tabela 8.4

Tabela 8.4 – Tabela de amortizações [46]

Divisão V Electricidade gás e água Grupo 1 – Produção, transporte e distribuição de energia eléctrica	
Obras hidráulicas fixas	3,33 %
Equipamentos de Centrais:	
Hidroeléctricas	6,25%
Termoeléctricas	8,33 %
Subestações e Postos de transformação	5 %
Linhas de AT e suportes	5 %
Linhas de BT e suportes	7,14 %
Aparelhos de medida e controlo	12,50 %

(4) À parcela dos encargos financeiros, correspondem apenas os juros relativos aos empréstimos bancários para investimento. Isto deve-se ao facto de ser o investimento ser contabilizado todo no ano 0, ou seja, assume-se que o investimento total é feito no momento inicial do projecto.

(6) O valor associado ao imposto sobre o rendimento das pessoas colectivas, provém da multiplicação da taxa legal em vigor, definida pelo utilizador no interface, pelos resultados antes de impostos.

(CF) Os *cash-flow* obtêm-se pela adição do valor da amortização com os resultados líquidos e com os encargos financeiros. Esta situação acontece devido ao facto de estar a ser considerado um *cash-flow* de exploração do projecto. Este conceito encontra-se explicado no subcapítulo 7.1.2

8.1.2.3 Análise de cash-flows

Os *cash-flow* dum projecto relativos a cada ano de exploração por si só não permitem fazer uma análise acerca da rentabilidade e viabilidade económica do mesmo. Para tal torna-se necessário efectuar um tratamento de dados de modo a conseguir informação relevante para a tomada de decisões.

Como informação necessária para a análise de viabilidade económica um projecto, consideram-se essencialmente os índices VAL, TIR e tempo de retorno de investimento. Estes índices encontram-se já referidos e explicados no subcapítulo 7.2, no entanto volta-se a salientar, que estes valores se obtêm através do uso e análise dos *cash-flows.*

8.1.3 Output

O objectivo da aplicação desenvolvida é a de retornar os índices de análise de viabilidade de projecto sob a forma de um relatório de impressão.

No relatório retornado, apresentam-se todos os dados relevantes ao projecto, desde dados associados às condições do local de implementação, características do grupo gerador escolhido, a análise gráfica dos caudais turbinados, estimativa de energia eléctrica produzida, custo nivelado de electricidade, valores de investimento e custos de implementação, indicadores de viabilidade e comportamento do projecto, sob a forma gráfica e numérica.

9 Casos de estudo

Atendendo à variedade de situações a que a aplicação pode dar resposta, consideraram-se 3 casos de estudo.

No primeiro caso em análise, generalizam-se cenários para investimento, de modo a poderem ser tiradas ilações acerca de que tipo de características e considerações devem ser tomadas em projecto, para que se identifiquem cenários com maior probabilidade de se apresentarem viáveis economicamente.

No segundo caso, estipulando-se um cenário, explicam-se as considerações a ter na escolha de um grupo gerador, de modo a que, a partir deste, o projecto a implementar seja o mais rentável. Considera-se para tal, o mesmo período de vida útil do projecto e as mesmas condições de financiamento e investimento, comparando-se os resultados obtidos aquando da aplicação de diferentes grupos geradores, tecnicamente adequados ao sistema em análise.

O terceiro caso de análise, refere-se a uma análise técnica e económica relativa à instalação de um grupo gerador, à entrada de um reservatório, pertencente ao sistema de abastecimento em alta, de uma rede de águas, gerida pela empresa Águas de Gaia, EM.

9.1 Caracterização do Investimento

Consideram-se para os 3 casos de estudo os mesmos cenários de investimento e financiamento. Como condições de investimento consideram-se essencialmente os custos de implementação, de projecto e de exploração. Como condições de financiamento, determina-se o montante associado a cada tipo de financiamento, e quais as condições adjacentes, tanto a nível de taxas associadas como a períodos de pagamento.

Para tal, com base em projectos já realizados, extrapolaram-se valores de orientação para determinados custos associados à implementação do aproveitamento hidroeléctrico, encontrando-se estes apresentados na Tabela 9.1.

Tabela 9.1 Custos associados à implementação do aproveitamento hidroeléctrico

Descrição	Valores de orientação (€)
Construção civil	17.000
Estudo e projecto	7.800
Equipamento de controlo	5.115
Montagem eléctrica e hidráulica	13.000
Quadro eléctrico de comando e controlo	22.300
Custos de operação e manutenção / ano	5% do investimento total

Por norma, os custos de operação e manutenção apresentam uma valor percentual na ordem dos 2%, no entanto, para os casos em análise, considerou-se um valor percentual elevado, de modo a criar um cenário pessimista.

Como aspectos de financiamento, considerou-se um empréstimo bancário na ordem dos 70% do investimento total, a uma taxa de juro anual de 7%, por um período de 7 anos.

Para taxa de actualização assumiu-se o valor de 7% e para IRC o valor de 25%.

Não foram considerados programas de incentivo nos cenários de estudo.

9.2 Caso 1 – Cenários de investimento

Com o objectivo de se conseguir generalizar cenários de investimento, criaram-se 16 situações distintas.

Atendendo aos digramas de consumo associados aos factores de ponta, consideram-se 4 diferentes quedas para cada um, perfazendo as 16 situações referidas.

Como o caudal médio aduzido depende do número de pessoas a que o reservatório se destina abastecer e da capitação designada, consideram-se também 4 populações de diferentes dimensões. Os valores escolhidos para a dimensão populacional foram de modo a que a cada um correspondesse um factor de ponta diferente.

Na Tabela 9.2 é possível visualizar os cenários escolhidos para análise.

Tabela 9.2 - Cenários para investimento escolhidos para análise do caso de estudo 1

N.º de Habitantes	Factor de ponta associado	Capitação diária (m^3/Hab)	Quedas (metros)	Caudal médio diário (m^3/s)
150.000	2	0,150	30	0,26
			100	
			180	
			220	
70.000	2,4	0,150	30	0,122
			100	
			180	
			220	
7.000	3	0,150	30	0,012
			100	
			180	
			220	
1.800	4	0,150	30	0,003
			100	
			180	
			220	

No estudo efectuado assumiu-se que os grupos geradores a utilizar serão apenas as disponibilizadas no ábaco do fornecedor IREM, e que os rendimentos associados aos mesmos são os referenciados pelo fabricante.

9.2.1 Resultados obtidos

Todos os dados referentes aos cenários em análise e resultados obtidos são apresentados no anexo E. Os casos a verde, são os que apresentam viabilidade económica, sendo que os casos a vermelho não se consideram viáveis dentro do período de vida útil do projecto.

É possível verificar que, a potência hidráulica obtida ao nível do reservatório de chegada, é, em muitos casos, superior ao valor máximo que o grupo gerador pode disponibilizar à saída. Tal situação verifica-se devido ao baixo rendimento associado a este tipo de grupos.

Na presente fase de estudo, como critério de selecção durante a escolha dos grupos a instalar, considerou-se o máximo de energia produzida ao longo do ano.

Durante a escolha do grupo gerador a instalar, deparou-se com situações em que existe mais do que um grupo gerador que se pode adaptar à altura e as gamas de caudais pretendidos.

Analisando as várias opções existentes no catálogo, o que se verifica é que, existem situações onde se produz mais energia eléctrica escolhendo um grupo gerador com uma maior

potência de saída e uma menor gama de caudais turbinados ao longo do dia, do que com um grupo que permita turbinar durante um maior número de horas num dia mas a uma potência menor. Tal situação é sujeita a uma análise no caso de estudo do subcapítulo 9.3.

Os cenários com quedas significativamente superiores a 60 metros, conjugadas com caudais superiores 0,100 m^3/s não são possíveis de analisar, visto que o fabricante referenciado não possui grupos geradores normalizados que se adeqúem a estas situações. Estes cenários foram escolhidos de modo a que se pudesse referenciar este aspecto.

9.2.2 Análise de resultados

Como cenários economicamente viáveis, consideram-se aqueles que conseguem apresentar um retorno financeiro positivo (VAL > 0), dentro do período de vida útil do projecto. Dentro dos analisados, para as condições definidas, 5 enquadram-se neste conceito.

No anexo E apresenta-se a compilação de resultados e os relatórios retornados pela aplicação de cálculo desenvolvida. Apenas se apresenta o relatório para os casos em que o VAL é positivo e um caso em que o VAL é negativo, este de modo a servir de termo de comparação.

Analisando todos os cenários considerados, é possível verificar que o número de casos com retorno financeiro positivo, aumenta à medida que se aumenta a dimensão populacional. Tal situação poderá ser justificada pelo facto de à medida que aumenta a população, mantendo uma capitação constante, aumenta o caudal médio considerado, levando à possibilidade de adopção de grupos geradores de maior potência.

Tal também se verifica com o aumento de altura das quedas úteis dos aproveitamentos, mas a justificação baseia-se no mesmo principio que a anteriormente referida.

Os cenários em que existe uma baixa dimensão populacional poderão apresentar retorno financeiro positivo se os custos associados à implementação forem mais baixos do que os considerados para estes cenários. Contudo, tal situação não foi objecto de análise neste estudo.

9.2.3 Cenários com viabilidade económica

Analisando os cenários onde é possível obter retorno financeiro para o contexto indicado, verifica-se que os projectos apresentam um maior VAL e maior TIR, em locais em que a dimensão da população é mais elevada. Também é possível constatar que o VAL e a TIR são maiores nos cenários onde são consideradas alturas de queda mais elevada.

9.3 Caso 2 – Optimização da escolha do grupo gerador

No subcapítulo 9.2, referenciaram-se situações em que existiam mais do que um grupo gerador adequado para fazer face às quedas e caudais de um cenário em análise. Nesse caso, foram escolhidos os grupos que produziam a maior quantidade de energia eléctrica, sem ter em conta o seu valor de aquisição.

No presente subcapítulo, pretende-se simular um cenário de investimento em que seja possível obter, a partir dos grupos presentes no catálogo, a máxima potencia eléctrica produzida, com o menor valor de queda e caudal possível.

Analisando-se o ábaco presente na Figura 9.1, verifica-se que este cenário apresenta uma queda útil de 60 metros e um caudal 0,200 m^3/s.

Para se obter um caudal médio nessa gama, considerou-se que reservatório da rede de águas abastece uma população de 125.000 pessoas.

O cenário em estudo apresenta então as condições de investimento indicadas no subcapítulo 9.1 e os parâmetros apresentados na Tabela 9.3.

Tabela 9.3- Parâmetros do cenário em análise

Queda útil (metros)	58,2
Caudal médio diário (m^3/s)	0,217
Caudal máximo diário (m^3/s)	0,434
Caudal mínimo diário (m^3/s)	0,109
Potência média (kW)	128
Potência de pico (kW)	256
Factor de ponta	2

Consultando-se o ábaco da Figura 9.1, verifica-se que os modelos aconselhados são grupos geradores com turbinas Banki com a referência "AC4 – FI 4".

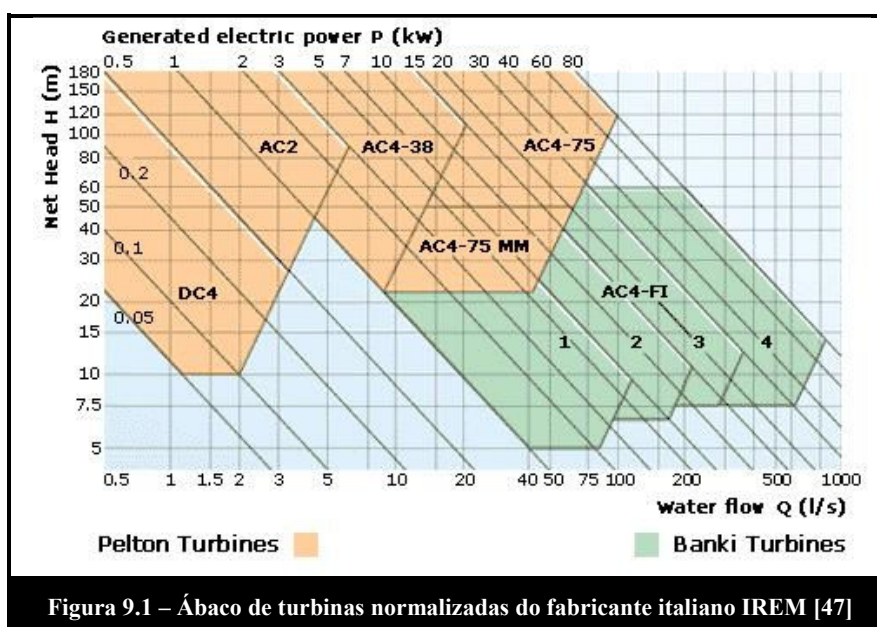



Figura 9.1 – Ábaco de turbinas normalizadas do fabricante italiano IREM [47]

No entanto, dentro deste tipo de referência, existem várias gamas de potências disponíveis, para diferentes gamas de caudais.

Neste ponto coloca-se a questão de identificar qual o investimento que apresenta a melhor rentabilidade:

- Um grupo gerador com uma potência de saída elevada mas que apenas cubra uma pequena gama de caudais durante o dia;
- Um gerador que produza uma potência eléctrica menor, mas que permita o turbinamento durante um maior número horas ao longo do dia.

A curva de caudais cronológicos obtida encontra-se na Figura 9.2

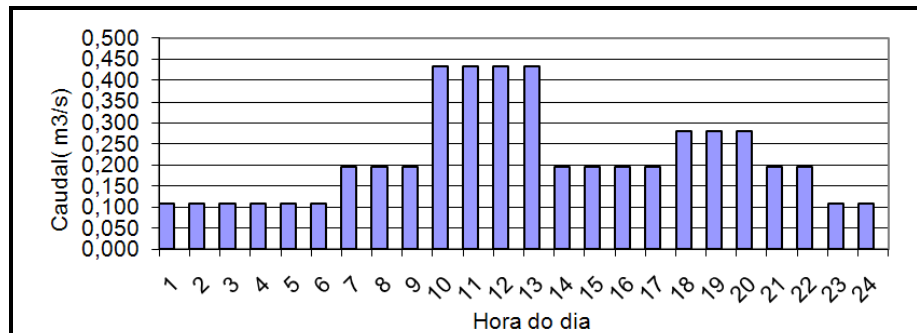



Figura 9.2 – Curva de caudais cronológicos obtida para o caso de estudo 2

Dentro da referência "AC4 – FI 4" existem 3 grupos geradores de diferentes potências, preços e caudais admissíveis. Todos estes podem ser adoptados no caso de estudo em análise.

Torna-se necessário referir que, quando o limite máximo do caudal admissível do grupo é atingido, considera-se a existência de um sistema *by-pass* que permite que o grupo funcione a potência máxima e que o restante caudal em excesso possa ser, na mesma, aduzido para o reservatório. Quando o limite mínimo do caudal admissível é atingido o grupo gerador é colocado fora de serviço.

As características importantes dos grupos geradores em análise, encontram-se presentes na Tabela 9.4.

Tabela 9.4- Características dos grupos geradores de referência AC4-FI 4 da IREM

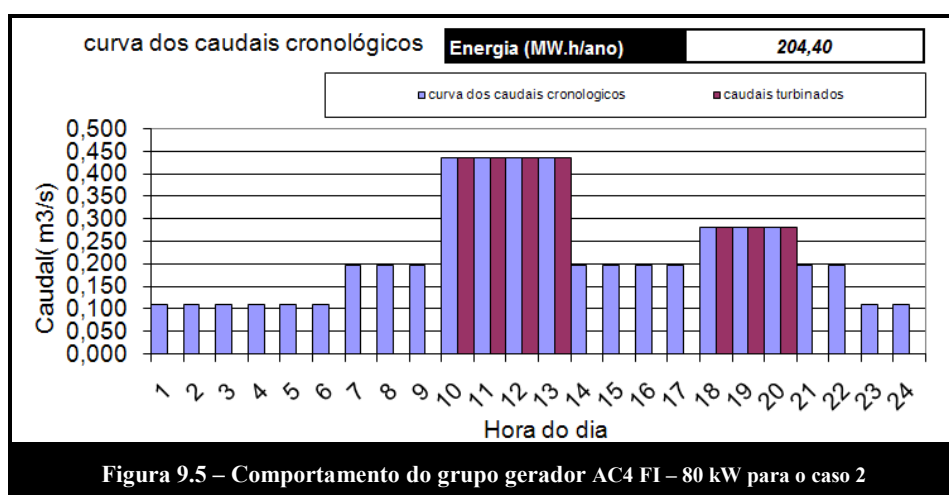
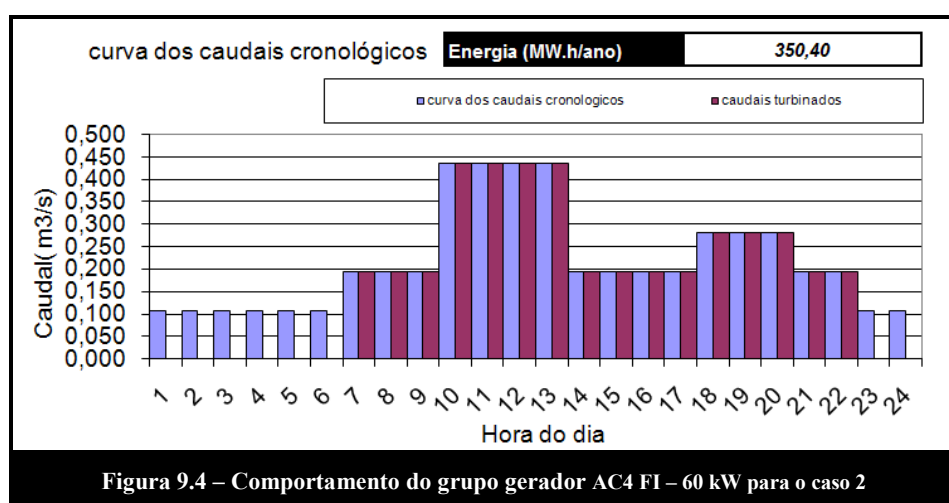
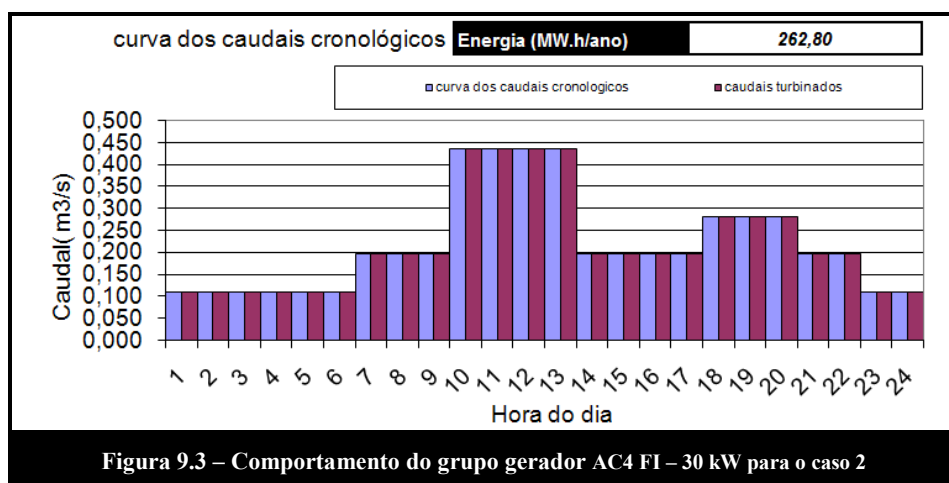
Referência	Tipo	Potência (kW)	Caudal min. Admissível (m^3/s)	Caudal máx. admissível (m^3/s)	Preço (€)
AC4 FI 4 – 30	Banki	30	0,075	0,600	75.600
AC4 FI 4 – 60	Banki	60	0,150	0,760	88.200
AC4 FI 4 – 80	Banki	80	0,200	0,820	113.400

Os preços apresentados, sem IVA, representam preços indicativos e são referentes ao ano de 2007.

Nas figurasFigura 9.3 Figura 9.5, mostra-se o comportamento dos grupos geradores ao longo de um dia bem como a energia eléctrica anual produzida, sendo esta calculada assumindo que os caudais cronológicos são constantes ao longo do ano.

Figura 9.3 – Comportamento do grupo gerador AC4 FI – 30 kW para o caso 2

Figura 9.4 – Comportamento do grupo gerador AC4 FI – 60 kW para o caso 2

Figura 9.5 – Comportamento do grupo gerador AC4 FI – 80 kW para o caso 2

Analisando os diagramas de caudais apresentados, à partida, a escolha pelo grupo de 30 kW parece ser a mais apelativa, visto responder às solicitações de caudal nas 24 horas do dia.

No entanto, o gerador de 60 kW, apesar de funcionar durante menos horas, produz um valor de energia anual bastante superior.

Este tipo de análise não se torna suficiente quando o objectivo da realização do investimento é o retorno e a rentabilização do capital investido.

Assim sendo, torna-se essencial analisar a viabilidade económica associada a cada projecto de investimento.

9.3.1 Análise de resultados

A aplicação informática desenvolvida, retorna sob a forma de relatório os dados necessários para a análise pretendida. Para o caso de estudo 2, os mesmos encontram-se no anexo F

Na Tabela 9.5, sob a forma de resumo, mostram-se os indicadores a analisar.

Tabela 9.5 – Quadro resumo dos resultados obtidos para as diferentes considerações de investimento.

	AC4 FI 4 – 30	AC4 FI 4 – 60	AC4 FI 4 – 80
Val (€)	-23.115	25.230	-105.860
Tir (%)	4,68	9,14	-2,73
Payback Time (anos)	--------	14,44	--------
Índice de Rentabilidade (%)	83,6	116,4	40,7

Verifica-se que apenas uma solução de investimento se torna rentável durante o período de vida útil do projecto.

O investimento em que se utiliza o grupo gerador “AC4 FI 4 - 60 kW”, apresenta um VAL positivo, o que significa que o projecto é viável e que, em comparação com os outros dois casos, será o projecto a ser implementado.

Na análise em apreço, não se põem dúvidas dado dois dos VAL serem negativos, e como tal eliminados à partida.

Porém, caso houvesse 2 ou mais VAL positivos, haveria necessidade de recorrer a outros métodos para a tomada de decisão, visto que, para cada caso, apesar de apresentarem o mesmo período de vida útil, os valores de investimento são diferentes.

O método de decisão adequado a esta situação encontra-se referenciado no subcapítulo 7.3.1.

9.4 Caso 3- Águas de Gaia, EM

Para a análise de um caso de estudo real, foi contactada a empresa municipal de Vila Nova de Gaia – Águas de Gaia, EM - responsável pela distribuição de água e drenagem, transporte e tratamento de águas residuais.

Estes indicaram a análise técnica e económica relativa à instalação de um grupo gerador à entrada do reservatório de Rasa. A água é transportada por gravidade através de uma conduta adutora que liga o reservatório de Seixo Alvo ao reservatório de Rasa.

No anexo D apresenta-se a documentação oficial recebida, a partir de qual se realizou a análise de investimento.

Os dados fornecidos apresentam os valores dos caudais aduzidos por hora ao reservatório de Rasa num horizonte temporal de 24 horas.

Inserindo-se os valores referentes aos caudais e as cotas a que os reservatórios se encontram, o interface retorna o valor de caudal médio, mínimo e máximo diário. Também se obtêm os valores de potência hidráulica média e de pico disponíveis ao nível do reservatório de chegada.

A partir dos valores da queda útil e dos valores de caudal médio e de pico, consultando-se o ábaco referente ao fabricante IREM, verificou-se que não possuem grupos geradores catalogados que possam dar resposta à solicitação pretendida.

Neste seguimento contactou-se a empresa Energytop, representantes em Portugal do fabricante de grupos geradores IREM, solicitando-se uma solução para o caso em análise.

Como resposta, referiram que teriam de efectuar um dimensionamento específico para o aproveitamento em causa e que para tal, contactaram o departamento de projecto do fabricante, estando a aguardar resposta sob a forma de um orçamento.

Até a data de entrega do presente trabalho, ainda não tinha sido possível obter qualquer resposta.

Atendendo a esta situação, optou-se por criar um cenário alternativo, de modo a possibilitar ter uma perspectiva do comportamento do projecto de investimento no local em análise.

No catálogo existem grupos geradores capazes de turbinar a gama de caudais em questão, mas para uma queda inferior à verificada no aproveitamento. Assim, considerou-se a presença de um dispositivo regulador de pressão, de modo a que um grupo dimensionado para uma queda

menor possa ser utilizado. Como resultado considerou-se que os valores de caudal se mantiveram inalterados e estipulou-se uma queda útil de aproximadamente 60 metros.

Para uma melhor percepção desta situação, na Tabela 9.6 apresenta-se a informação obtida.

Tabela 9.6 – Valores de caudais e potências hidráulicas obtidas ao nível do reservatório - Rasa

Altura da queda útil	58,3	m			
Caudal médio diário	0,169	m^3/s	Potência hid. Média	99,5	kW
Caudal mínimo diário	0,058	m^3/s	Potência hid. Pico	141	kW
Caudal máximo diário	0,239	m^3/s			

Consultando-se o ábaco da Figura 9.1, verifica-se que os modelos aconselhados são grupos geradores com turbinas Banki, de referência “AC4 – FI 4”.

A metodologia de escolha do grupo gerador a adoptar, foi a mesma que se utilizou no caso de estudo 2, subcapítulo 9.3.

Analisando os resultados obtidos, verificou-se que apenas um caso se apresenta economicamente viável.

Tabela 9.7 – Quadro resumo dos resultados obtidos para o caso de estudo Águas de Gaia.

	AC4 FI 4 – 30	AC4 FI 4 – 60	AC4 FI 4 – 80
Val (€)	-45.895	29.076	-19.397
Tir (%)	2,16	9,46	5,49
Payback Time (anos)	--------	13,91	--------
Índice de Rentabilidade (%)	67,4	119	89,1

Torna-se evidente que o grupo gerador a escolher, nesta situação hipotética, seria o grupo com referência “AC4 FI 4- 60 kW”.

Implementando-se o projecto, este apresentaria um retorno financeiro de 29.076 euros, e retornaria o capital investido em aproximadamente 14 anos.

No anexo D apresenta-se o relatório gerado pela aplicação desenvolvida onde se pode observar o comportamento do projecto ao longo do seu período de vida útil.

Convém contudo realçar que o cenário estudado é hipotético, visto que foram feitas algumas suposições para que se pudessem obter valores para análise. No entanto, o local de

implementação pode considerar-se como um local com bastante potencial para a realização de um investimento economicamente viável.

Mesmo que o preço do grupo gerador se venha a apresentar mais elevado do que o considerado para o estudo, o rendimento obtido irá ser bastante superior em comparação com o obtido quando usados grupos geradores de catálogo. Este factor irá permitir que seja gerado um valor de potência eléctrica muito superior, criando melhores condições para a viabilidade económica do Projecto.

10 Conclusões e trabalhos futuros

Com a elaboração desta tese, pretende-se enquadrar a importância dos pequenos aproveitamentos hidroeléctricos no panorama da geração dispersa de energia eléctrica, efectuando-se para tal, um levantamento dos parâmetros legislativos e técnicos que regem este tipo de produção de energia.

A produção de energia eléctrica através de fontes renováveis quer em Portugal quer na União Europeia ainda não é a que seria desejável. Tal facto levou que a UE tenha fixado objectivos para a sua produção. Portugal fixou objectivos ainda mais ambiciosos.

A produção por esta via terá não só um papel positivo ao nível ambiental, com a diminuição do consumo de combustíveis fósseis, e consequentemente ao nível económico, com uma menor dependência ao nível das importações e melhoria da balança comercial.

Uma crescente utilização das energias renováveis e a liberalização dos mercados, contribui para a diversificação da oferta de electricidade, dando origem a uma reestruturação da rede eléctrica, transferindo os pontos de produção para perto dos centros de consumo.

Com o objectivo de contribuir de uma forma positiva para esta nova realidade, orientou-se o estudo para a avaliação do potencial de exploração em sistemas adutores e / ou de distribuição de água, com excesso de energia ou carga hidráulica.

Dado que esse excesso é por norma dissipado, pretendeu-se avaliar a possibilidade de aproveitamento do mesmo para a conversão em energia eléctrica. Tendo em conta tal facto desenvolveu-se uma aplicação informática, que tem por base analisar o potencial existente em cada local passível de aproveitamento, analisar as necessidades técnicas e analisar um projecto de viabilidade económica para o mesmo.

Estes sistemas necessitam do controlo da pressão através de estruturas ou órgãos hidráulicos dissipadores que provoquem o abaixamento da linha piezométrica. Em situações em que a água flui entre reservatórios, por acção gravítica, considerou-se a possibilidade de instalação de grupos geradores à entrada do reservatório de chegada.

Verifica-se que existem soluções tecnológicas que dão resposta a este tipo de situações. Confirmou-se a existência no mercado de equipamentos capazes de responder às solicitações pretendidas, quer a nível de dimensões quer de gamas de potência e garantia de continuidade da qualidade da água, tendo em conta que evitam o uso de óleos, e que todos os comandos se fazem por ar comprimido.

Este tipo de aproveitamentos, apesar de ser relativamente usual nos países da Europa de Leste, em Portugal não o é. Prova disso realça-se a quase inexistência de projectos de referência na área e a dificuldade em encontrar estudos relacionados.

A aplicação informática desenvolvida pretende trazer uma mais-valia neste nicho de mercado. Comparando-se com outros software de análise técnica e económica de recursos renováveis, como o “RETScreen” e o “HOMER”, apesar de poderem dar resposta a situações muito mais abrangentes, não enquadram gamas de potência tão baixas nem a remuneração de produção em regime especial, regida pela legislação portuguesa.

Durante o desenvolvimento da aplicação surgiram vários entraves. A maior dificuldade deparou-se com a obtenção de valores associados às implementações de projecto e aos preços de mercado para os grupos geradores.

Tais factos levaram a que, para a análise dos casos de estudo, se fizessem várias suposições acerca de que custos considerar e o respectivo valor destes. Nas suposições efectuadas foi tido em conta que fizessem sentido, de modo a que, mesmo que não representem a realidade, possam ser uma boa aproximação desta.

Atendendo a todas estas considerações, a análise dos casos de estudo pode não providenciar conclusões reais, mas permite provar que a ferramenta desenvolvida constitui uma boa estrutura de base para permitir a investidores identificar e analisar áreas com potencial de investimento.

Através da análise dos casos de estudo verifica-se que para investimentos em sistemas adutores, à medida que o potencial existente no aproveitamento aumenta, tendencialmente aumentará a viabilidade do investimento no local.

No entanto tudo dependerá dos custos de implementação. Não foi conseguido obter preços para mais do que um fabricante, pelo que se torna complicado e incerto generalizar custos. Verifica-se que, a nível dos grupos geradores, o preço não depende apenas da potência a instalar, mas também de acordo com o tipo de turbina escolhida e com o tipo de gerador acoplado.

Cada projecto de investimento apresenta-se como especifico. Não devem ser generalizadas situações atendendo a que para existir viabilidade económica associada a um projecto deste tipo,

muitas variáveis tem que ser consideradas e sendo que todas elas apresentam relevante importância para o projecto em causa.

Valores médios, máximos e mínimos de caudais, custos associados à implementação, tempos de funcionamento do grupo, existência de sistema *by-pass*, rendimentos dos grupos geradores, etc, são uma amostra do que deve ser tido em consideração numa análise a este tipo de projectos.

Mesmo com todos os entraves e dificuldades encontradas ao longo da elaboração desta tese, pode-se considerar que foi dado um contributo positivo a esta temática, visto ser uma temática pouco abordada em Portugal, e ter-se criado algo que poderá ajudar a impulsionar novos projectos de investimento.

Como trabalhos futuros, consideram-se ainda alguns reparos na ferramenta desenvolvida.

Inicialmente pretendeu-se criar algo que fosse de facto bem estruturado em termos de resultados, de modo a que estes fossem consistentes e não oferecessem duvidas.

Devido ao curto espaço de tempo em que esta tese foi elaborada, foram descurados alguns aspectos no que toca à intuição da utilização da aplicação. Considera-se que esta ainda não se encontra " *user-friendly*" e que ainda podem ser dados passos positivos nesse sentido.

Outro pormenor a referir está relacionado com a base de dados dos grupos geradores, que neste momento ainda se encontra reduzida a um fornecedor. No entanto, obtendo-se informação posterior, serão de fácil implementação no sistema os dados obtidos, pelo que não se revelará um problema.

Na eventualidade de ser obtida informação relativa a outros fabricantes, será possível efectuar uma análise acerca do comportamento dos custos de investimento, tendo em conta outras tecnologias e gamas de potência. Assim, de acordo com os casos a que cada tecnologia se adapta, poderia ser dado um melhor contributo para se identificarem as situações com maior probabilidade de possuírem viabilidade económica.

Bibliografia

[1] , *Towards a European strategy for the security of energy supply.* bruxelas : Comissão das Comunidades Europeias, 2001.

[2] EC Contract n.º 019794 (SES6) European Commission Directorate J ., "Converter Applications in Future European Electricity Network." *Deliverable D2.1.* Energy.

[3] Monteiro, Cláudio., "Aula 1 – Aspectos gerais sobre Produção dispersa e Energias Renováveis." *Acetatos da disciplina Produção Dispersa.* Porto : Feup, 2007.

[4] Samagaio, António, et al., *Comportamento térmico de edifícios em Portugal usando materiais de mudança de fase.* PTDC/ENR/68224/2006.

[5] , Apren - Associação Portuguesa de Energias Renováveis. [Online] Apren. www.apren.pt.

[6] Barreto., "Seminário Apren - Aposta nas energias renováveis ." 2007.

[7] Camus, Cristina and Eusébio, Eduardo., "Energia Mini-Hídrica." Lisboa : s.n., 2006. Gestão de Energia.

[8] Castro, Rui M.G., "Condições Técnicas da Ligação da Produção Descentralizada Renovável." 4 Fevereiro 2004. Energias Renováveis e Produção Descentralizada.

[9] , "Decreto - Lei n.º 189/88." Maio 24, 1988.

[10] "Decreto - Lei n.º 313/95." Novembro 24, 1995.

[11] "Decreto - Lei n.º 186/95." Julho 27, 1995.

[12] "Decreto - Lei n.º 168/99." Maio 18, 1999.

[13] "Decreto - Lei n.º 538/99." Dezembro 13, 1999.

[14] *Decreto - Lei n.º 312/2001.* Dezembro 10, 2001.

[15] *Decreto - Lei n.º 313/2001.* Dezembro 10, 2001.

[16] *Decreto - Lei n.º 339 - C/2001.* Dezembro 29, 2001.

[17] *Decreto - Lei n.º 225/2007.* 2007.

[18] *Rectificação n.º 71/2007.* 2007.

[19] "Decreto - Lei n.º 363/2007." Maio 27, 2007.

[20] "Decreto - Lei n.º 226 - A/2007." Maio 31, 2007.

[21] "Portaria n.º 1450/2007." Novembro 12, 2007.

[22] "Decreto-Lei n.º 197/05." Novembro 8, 2005.

[23] Lins, Christine and Laguna, Maria., "Development of Small Hydro Power." *Examining the potential of small hydropower plants.* s.l. : European Small Hydropower Association.

[24] ESHA- European Small Hydropower Association., "Thematic Network on Small Hydropower (TNSHP)- Project." *Environmental Integration of Small Hydropower Plants.*

[25] NREL, National Renewable Energy Laboratory., *Small Hydropower Systems.* USA : s.n., 2001.

[26] Association, The British Hydropower., *A GUIDE TO UK MINI-HYDRO.* s.l. : BHA, 2001.

[27] Castro, Rui M.G., "Energias Renováveis e Produção Descentralizada." *INTRODUÇÃO À ENERGIA MINI-HÍDRICA.* Lsiboa : IST, Fevereiro 2007.

[28] Paiva, José Pedro Sucena., *Redes de energia eléctrica uma analise sistémica.*

[29] Piqueiro, Francisco., *Efeito da regulação, e da forma e dimensões da câmara de carga na produtibilidade energética de um pequeno aproveitamento hidroeléctrico.* Porto : Feup, 1991.

[30] Oliveira, Adriano., "Recuperação de Energia Hidráulica em sistemas de distribuição de água." Porto : FEUP, 2008.

[31] Guedes, Manuel Vaz., *O Alternador Síncrono Trifásico nos Pequenos Aproveitamentos Hidroeléctricos.* Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto : s.n., 1994.

[32] hydropower, Thematic Network on Small., *Guide on How to Develop a Small Hydropower Plant.* s.l. : ESHA, 2004.

[33] Harvey, Adam, Hettiarachi, Piyantha and Inversin, Allen., "Micro-hydro design manual." *A guide to small-scale water power schemes.* s.l. : IT Publications, 1993.

[34] Moisés, Paulo., *As Máquinas Primárias.* Viseu : Escola Superior de Tecnologia, 1999.

[35] PHOMMACHANH, Dousith, et al., "Development of a Positive Displacement Micro-Hydro Turbine." *JSME International Journal.* serie b n.º 2, 2006, Vol. 49.

[36] Costa, Teixeira, Santos, Davide and Lança, Rui., "TURBO MÁQUINAS HIDRÁULICAS." UNIVERSIDADE DO ALGARVE : ESCOLA SUPERIOR DE TECNOLOGIA, 02 28, 2001.

[37] , "http://www.wkv-ag.com/englisch/tech/tk_2_2.html." *wkv-ag.* [Online] [Cited: 05 17, 2008.]

[38] Balarim, Carlos, et al., "Custo de bombas centrifugas funcionando como turbinas em microcentrais hidrelétricas." 2004.

[39] , [Online] [Cited: 06 17, 2008.] http://disciplinas.dcea.fct.unl.pt/hidraulica/a_textosapoio/acr/2006-H1-TEOR-20-MAQ-HIDRAULICAS-1-R0.pdf.

[40] [Online] [Cited: 06 17, 2008.] http://www.fazfacil.com.br/images/ref_hid_bomba_3.gif.

[41] Ramos, Helena and Borga, A., *PUMPS YIELDING POWER.*

[42] , " Power Generation Calculations Reference Guide ." 1987 .

[43] Ramos, Helena, et al., "Available energy assessmente in water supply systems." *Available energy assessmente in water supply systems.* Lisboa : IST.

[44] Ramos, Helena., *O beneficio económico e ambiental da produção de energia renovavel em sistemas adutores.* Lisboa : IST.

[45] Soares, Isabel, et al., *Decisões de Investimento - Análise Financeira de Projectos.* Lisboa : Sílabo, 2007.

[46] , [Online] http://www.dei.isep.ipp.pt/~rolando/Docs/Apontamentos/REINTEGRA%C7%D5ES%20E%20AMORTIZA%C7%D5ES.pdf.

[47] [Online] http://www.irem.it/en/Mhp/MHPset.htm.

[48] *voithsiemens.* [Online] [Cited: 06 17, 2008.] http://www.voithsiemens.com/534473.htm.

[49] Claro, João., *Conceitos Básicos de Matemática Financeira.* Porto : FEUP, 2006.

[50] Miranda, Vladimiro., *Tópicos de Matemática Financeira - para Aplicação em Gestão de Energia.* Porto : FEUP, 2006.

Anexos

Anexo A

Anexo B

O cálculo do valor da remuneração pelo fornecimento da energia eléctrica entregue ao sistema eléctrico português, produzida em centrais renováveis, é regido pelo Decreto-Lei n.º 225/2007 [17] (alteração ao Anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio) e respectiva rectificação "Rectificação nº71/2007" [18].

Tem-se assim que para o mês m a remuneração é obtida através da (8.1.

$$VDR_m = \{KMHO_m.[PF(VRD)_m + PV(VRD)_m] + PA(VRD)_m.Z\}.\frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}}.\frac{1}{1-LEV} \qquad \textbf{(AB.1)}$$

Como legenda, apresenta-se a Tabela 8.2.

Tabela 8.1 – Legenda associada à equação (8.1

Variável	Significado
VRDm	Remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m;
$KMHO_m$	Coeficiente que modula os valores de PF $(VRD)_m$, de PV $(VRD)_m$ e de em função do posto horário em que a electricidade tenha sido fornecida;
PF $(VRD)_m$	Parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis;
PV $(VRD)_m$	Parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis;
PA $(VRD)_m$	Parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis;
IPC_{m-1}	Índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente;
IPC_{ref}	Índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês anterior ao do início do fornecimento de electricidade à rede pela central renovável;
Z	Coeficiente adimensional que traduz as características específicas do recurso endógeno e da tecnologia utilizada na instalação licenciada;
LEV	Representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável.

$KMHO_m$ - Coeficiente de modulação

Relativamente à modulação tarifária traduzida pelo coeficiente $KMHO_m$, as centrais renováveis deverão decidir, no acto do licenciamento, se optam ou não por ela, com excepção das centrais hídricas para as quais esta é obrigatória.

Para as centrais renováveis que, no acto de licenciamento e nos termos do número anterior, tiverem optado pela modulação tarifária traduzida pelo coeficiente $KMHO$, este tomará o seguinte valor:

$$KMHO_m = \frac{KMHO_{pc} . ECR_{pc,m} + KMHO_v . ECR_{v,m}}{ECR_m} \quad \textbf{(AB.2)}$$

$KMHO_{pc}$ é um factor que representa a modulação correspondente a horas cheias e de ponta,

- toma o valor de 1,15 para as centrais hídricas;
- e o valor de 1,25 para as restantes instalações de produção licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, e instalações de bombagem.

$ECR_{pc,m}$ é a electricidade produzida pela central renovável nas horas cheias e de ponta do mês m, expressa em kWh.

$KMHO_v$ é um factor que representa a modulação correspondente a horas de vazio, o qual,

- toma o valor de 0,80 para as centrais hídricas;
- e o valor de 0,65 para as restantes instalações de produção licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio; e instalações de bombagem.

$ECR_{v,m}$ é a electricidade produzida pela central renovável nas horas de vazio (kWh).

ECR_m é a electricidade produzida pela central renovável (kWh).

Para as centrais renováveis que, no acto de licenciamento, não tiverem optado pela modulação tarifária traduzida pelo coeficiente $KMHO_m$, este tomará o valor 1.

Quanto ao posto horário, considera-se:

- No período de hora legal de Inverno, as horas de vazio ocorrem entre as 0 e as 8 e entre as 22 e as 24 horas, sendo as restantes horas do dia consideradas horas cheias e de ponta;
- No período de hora legal de Verão, as horas de vazio ocorrem entre as 0 e as 9 e entre as 23 e as 24 horas, sendo as restantes horas do dia consideradas horas cheias e de ponta.

PF (VRD) $_m$ **-** Parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis

$$PF(VRD)_m = PF(U)_{ref} . COEF_{pot,m} . POT_{med,m} \quad \textbf{(AB.3)}$$

$PF(U)_{ref}$ é o valor unitário de referência, deve corresponder à mensualização do custo unitário de investimento nos novos meios de produção cuja construção é evitada por uma central renovável que assegure o mesmo nível de garantia de potência que seria proporcionado por esses novos meios de produção, corresponde a 5,44 €/mês (valor anual de 65,28 €/kW).

$COEF_{pot,m}$ é um coeficiente adimensional, denominado garantia de potencia proporcionada, que traduz a contribuição da central renovável, no mês *m,* para a garantia de potência proporcionada pela rede pública.

$$COEF_{pot,m} = \frac{ECR_m}{576 \times POT_{dec}} \quad \textbf{(AB.4)}$$

POT_{dec} é a potência da central, declarada pelo produtor no acto de licenciamento kW.

$POT_{med,m}$ é a potência média disponibilizada (kW).

$$POT_{med,m} = \min\left(POT_{dec};\ \frac{ECR_m}{24 \times NDM_m}\right. \quad \textbf{(AB.5)}$$

NDM_m número de dias do mês m.

PV (VRD) $_{m}$ -Parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis

$$PV(VRD)_m = PV(U)_{ref} \,.\, ECR_m \quad \textbf{(AB.5)}$$

$PV(U)_{ref}$ é o valor unitário de referência, deve corresponder aos custos de operação e manutenção que seriam necessários à exploração dos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central renovável, corresponde a 0,036 €/kWh.

PA (VRD) $_{m}$ - Parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis

$$PA(VRD)_m = ECE(U)_{ref} \,.\, CCR_{ref} \,.\, ECR_m \quad \textbf{(AB.6)}$$

$ECE(U)_{ref}$ é o valor unitário de referência para as emissões de CO2 evitadas,deve corresponder aos custos de operação e manutenção corresponder a uma valorização unitária do

dióxido de carbono que seria emitido pelos novos meiosde produção cuja construção é evitada pela central renovável, $2x10^{-5}$ €/g.

CCR_{ref} é o montante unitário das emissões de CO_2 da central de referência, o qual toma o valor de 370 g/kWh e será utilizado, em cada central, durante todo o período em que a remuneração definida por VRD seja aplicável.

$ECE(U)_{ref} . CCR_{ref}$ corresponde a 0,0074 €/kWh.

LEV - Representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável

0,015 no caso de centrais com potência maior ou igual a 5 MW

- 1/(1-LEV) = 1,015..

0,035, no caso de centrais com potência menor que 5 MW.

- 1/(1-LEV) = 1,036..

$\mathbf{IPC_{m-1}/IPC_{ref}}$ a parcela representa uma actualização relativamente ao início do fornecimento da central, e os índices devem ser consultados no site do Instituto Nacional de Estatística.

O IPC_{m-1} representa índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês *m*-1;

O IPC_{ref} é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês anterior ao do início do fornecimento de electricidade à rede pela central renovável;

Anexo C

Anexo E

Anexo F